



TUGAS AKHIR – MO.141326

**ANALISIS LATERAL BUCKLING AKIBAT PIPELINE WALKING
PADA SUBSEA PIPELINE**

Atika Sekar Tsani

NRP. 4313 100 031

Dosen Pembimbing :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D

Jurusan Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017



FINAL PROJECT – MO.141326

**ANALYSIS OF LATERAL BUCKLING DUE TO PIPELINE
WALKING ON SUBSEA PIPELINE**

Atika Sekar Tsani

NRP. 4313 100 031

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D

Department of Ocean Engineering

Faculty of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017

Analisis Lateral Buckling Akibat Pipeline Walking Pada Subsea Pipeline

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gerlar Sarjana Teknik

pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan



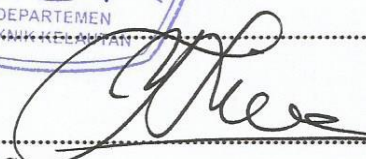
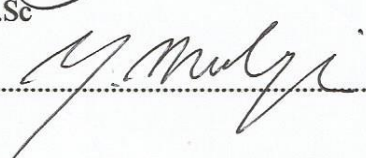
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Atika Sekar Tsani

NRP. 4313 100 031

Disetujui oleh:

- | | | |
|---------------------------------------|--|----------------|
| 1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. |  | (Pembimbing 1) |
| 2. Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D |  | (Pembimbing 2) |
| 3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D |  | (Penguji 1) |
| 4. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc |  | (Penguji 2) |

Surabaya, Juli 2017

ABSTRAK

ANALISA LATERAL BUCKLING AKIBAT PIPELINE WALKING PADA SUBSEA PIPELINE

Nama Mahasiswa : Atika Sekar Tsani
NRP : 4313 100 031
Jurusan : Teknik Kelautan
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D

Dewasa ini, industri *offshore pipeline* sering kali menghadapi tantangan yang kompleks seiring dengan bergeraknya industri *oil and gas* ke laut yang lebih dalam untuk pencarian hidrokarbon. Salah satunya adalah *pipeline* yang memiliki tekanan dan suhu yang tinggi. Selain itu, pipa mengalami *start up* dan *shut down* selama masa hidupnya. Kedua hal tersebut dapat menyebabkan *pipeline* bergerak secara aksial menuju *cold end* yang biasa disebut *pipeline walking* dan *buckling* secara lateral, fenomena tersebut dapat mengakibatkan kegagalan pada sambungan pipa. Pada tugas akhir ini pipa yang dianalisa memiliki panjang 27,14 km. Pada analisa ini perhitungan *walking* secara manual didapatkan nilai sebesar 0,160 m setiap satu siklus. Selanjutnya dilakukan pemodelan dan analisa pipa untuk mengetahui tegangan maksimum dan besar displacement yang terjadi. Setelah mengalami satu siklus, pipa akan mengalami walking sebesar 0.16 m dan memiliki tegangan maksimum sebesar 127 N/mm². Namun setelah pipa mengalami 14 siklus, pipa akan mengalami kegagalan akibat *overstress*. Tegangan maksimum pipa setelah siklus 14 adalah sebesar 407 N/mm²

Kata Kunci – Pipeline Walking, Lateral Buckling, Hobbs Method,

ABSTRACT

ANALYSIS OF LATERAL BUCKLING DUE TO PIPELINE WALKING ON SUBSEA PIPELINE

Name : Atika Sekar Tsani

REG : 4313 100 031

Department : Department of Ocean Engineering, Faculty of Marine Technology, ITS

Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D

Nowadays, the offshore pipeline industry often faces complex challenges as the oil and gas industry moves deeper into the ocean to search for hydrocarbons. The examples are a pipeline that has high pressure and has a high temperature. In addition, the pipe started up and shut down during its lifetime. Both of these can cause the pipeline to move axially toward the cold end called pipeline walking and buckling laterally, the phenomenon may result in failure of the pipe connection. In this final project, the pipe analyzed has a length of 27.14 km. In this analysis, walking calculation manually obtained value of 0.160 m every single cycle. Furthermore, pipe modeling and analysis are done to find out the maximum stress and the value of the displacement. After experiencing one cycle, the pipe will experience walking of 0.16 m and has a maximum stress of 127 N / mm². But after the pipe has 14 cycles, the pipe will fail due to overstress. The maximum stress of pipe after cycle 14 is 407 N / mm²

Keyword- Pipeline Walking, Lateral Buckling, Hobbs Method,

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT karena dengan rahmat, karunia, dan hidayahnya penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini dengan baik. Sholawat serta salam juga penulis panjatkan kepada junjungan seluruh umat manusia Rasulullah Muhammad SAW.

Tugas akhir ini berjudul “Analisa Lateral Buckling Akibat Pipeline Walking Pada Subsea Pipeline”. Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Tugas akhir ini membahas tentang lateral buckling yang terjadi pada *subsea pipeline* akibat suatu pergerakan aksial pada *pipeline* yang disebut dengan *pipeline walking*.

Penulis menyadari bahwa dalam pengerjaan dan penulisan ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis sangat mengharapkan kritik dan saran dari pihak lain. Akhir kata penulis berharap penelitian ini bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang *marine technology* serta bermanfaat bagi pembaca pada umumnya dan penulis pada khususnya.

Surabaya, Juli 2017

Atika Sekar Tsani

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu kelancaran dalam pengerjaan tugas akhir ini hingga selesai. Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Achmad Nusolahardo dan Ibu Nurhamidah selaku kedua orang tua saya yang selalu mendoakan dan memberikan dukungan selama proses pengerjaan tugas akhir ini. Tugas akhir ini saya persembahkan khusus untuk kedua orang tua saya.
2. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. selaku dosen pembimbing 1 saya dan Bapak Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D. selaku dosen pembimbing 2 saya dalam tugas akhir. Terima kasih atas bimbingan, ilmu serta dukungan kepada saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Bapak Drs. Mahmud Mustain, M.Sc. Ph.D. selaku dosen wali saya selama kuliah di Jurusan Teknik Kelautan FTK-ITS ini. Terima kasih atas bimbingan dan arahan bapak sehingga saya bisa menjadi mahasiswa yang lebih baik.
4. Seluruh dosen dan karyawan Jurusan Teknik Kelautan FTK-ITS yang telah memberikan ilmu, bantuan dan fasilitas kepada saya selama menjalani perkuliahan.
5. Anti, Dini, Hafifa, Iwan dan Ojan sebagai teman satu bimbingan yang selalu mendukung dan membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Rekan-rekan Valtameri L-31 Teknik Kelautan 2013 yang selalu mendukung dan membantu satu sama lain hingga tugas akhir ini selesai.

Serta semua pihak yang telah membantu namun tidak bisa penulis sebutkan satu-persatu. Terima kasih atas bantuan, motivasi, dan doa sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas akhir ini. Semoga Allah SWT melimpahkan rahmat-nya kepada kita semua.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK.....	iv
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL.....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	4
1.3 Tujuan.....	4
1.4 Manfaat.....	4
1.5 Batasan Masalah.....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	8
2.1 Tinjauan Pustaka	8
2.2 Dasar Teori.....	8
2.2.1 Pipa Bawah Laut	8
2.2.2 Analisis pada Pipa Bawah Laut	9
2.2.3 Pipeline Walking.....	10
2.2.4 Perhitungan Umum Pipa	10
2.2.5 Axial Force.....	13
2.2.6 Regangan Gesek.....	15
2.2.7 Net Strain pada Pipa.....	16
2.2.8 Virtual Anchor Point.....	16
2.2.9 Laju Walking Cycle	16
2.2.10 Global Buckling	18
2.2.11 Lateral Buckling.....	20
2.2.12 Metode Hobbs.....	21

BAB III	METODOLOGI.....	25
3.1	Metode Penelitian.....	25
3.2	Prosedur Penelitian.....	27
BAB IV	ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	30
4.1	Pengumpulan Data	30
4.1.1	Pipeline Properties	31
4.1.2	Corrosion Allowance	31
4.1.3	Pipeline Coating Properties.....	31
4.1.4	Data Operasional <i>Pipeline</i>	32
4.1.5	Water Depth	33
4.1.6	Tide Level & Storm Surge	34
4.1.7	Seawater Properties.....	34
4.1.8	Soil Parameter.....	34
4.2	Perhitungan <i>Submerged Weight</i>	35
4.2.1	<i>Pipeline properties parameter</i>	35
4.2.2	Berat Terendam Pipa.....	36
4.3	Perhitungan Gaya Aksial.....	36
4.4	Perhitungan Tahanan Gesek.....	37
4.5	Letak <i>Virtual Anchor Point</i>	38
4.6	Perhitungan <i>Pipeline Walking</i>	39
4.7	Perhitungan Gaya Tekuk Kritisal	39
4.8	Pemodelan Pipa.....	40
4.8.1	Tegangan dan <i>Displacement</i> pada Pipa	41
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	52
5.1	Kesimpulan.....	52
5.2	Saran.....	52
	DAFTAR PUSTAKA	54
	BIODATA PENULIS	56

DAFTAR GAMBAR

Gambar I-1 Konsumsi dan produksi minyak bumi di Indonesia (Pricewaterhouse Coopers, 2016)	1
Gambar I-2 Ilustrasi pipeline walking (Perinet and Frazer, 2006).....	2
Gambar I-3 Ilustrasi lateral buckling (Bruton, 2003).....	3
Gambar II-1 Sistem <i>pipeline</i> (Bai dan Bai, 2014)	9
Gambar II-2 Kapasitas tekuk sepanjang pipa (DNV RP F101, 2007).....	19
Gambar II-3 Gaya aksial efektif meningkat sebelum terjadinya global buckling (DNV RP F101, 2007)	19
Gambar II-4 Gaya efektif aksial mencapai S_{init} (DNV RP F101, 2007).....	20
Gambar II-5 Gaya aksial terus meningkat sehingga <i>buckling</i> ke dua muncul (DNV RP F101, 2007)	20
Gambar II-6 Mode <i>lateral buckling</i>	21
Gambar III-1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.....	26
Gambar IV-1 Lokasi Lapangan MDA & MBH (HCML,2016).....	30
Gambar IV-2 Temperatur dan tekanan untuk <i>pipeline</i> 20’’ MDA- MBH.....	33
Gambar IV-3 Grafik tahanan gesek dan regangan	38
Gambar IV-4 Pemodelan <i>pipeline</i> tampak atas.....	41
Gambar IV-5 Pemodelan <i>pipeline</i> tampak samping	41
Gambar IV-6 Tegangan dan <i>displacement</i> pada siklus pertama.....	42
Gambar IV-7 Point A05 mengalami <i>displacement</i> terbesar pada siklus pertama.....	43
Gambar IV-9 <i>Displacement</i> pada pipa setelah 5 siklus	45
Gambar IV-8 Tegangan pada pipa setelah 5 siklus.....	45
Gambar IV-10 Point A05 mengalami <i>displacement</i> terbesar pada siklus ke 5.....	46
Gambar IV-11 Tegangan pipa pada siklus 14.....	47
Gambar IV-12 <i>Displacement</i> pipa pada siklus 14.....	48
Gambar IV-13 Point A05 mengalami <i>displacement</i> terbesar pada siklus ke 14.....	49
Gambar IV-14 Grafik kenaikan <i>displacement</i> dan tegangan tiap siklusnya	50

DAFTAR TABEL

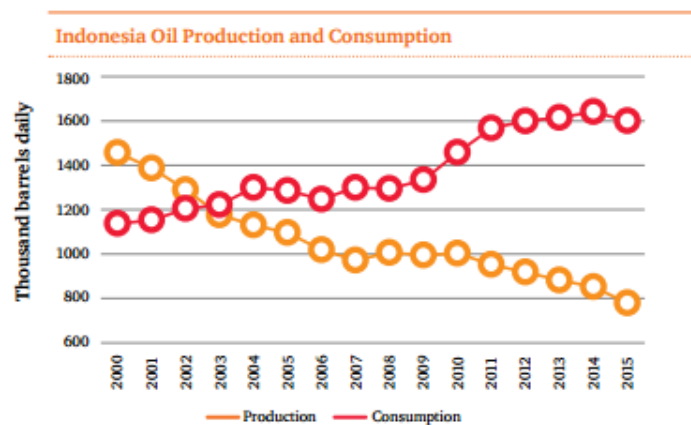
Tabel II-1 Konstanta Hobbs.....	23
Tabel IV-1 Data Properti Pipa (HCML,2016)	31
Tabel IV-2 Properti <i>Coating</i> Eksternal Pipa	32
Tabel IV-3 Data Operasional <i>Pipeline</i>	32
Tabel IV-4 Data Kedalaman Perairan	34
Tabel IV-5 <i>Tidal Data & Storm Surge</i>	34
Tabel IV-6 <i>Seawater properties</i>	34
Tabel IV-7 <i>Soil parameter</i>	34
Tabel IV-8 Data pipe <i>properties</i>	35
Tabel IV-9 Hasil perhitungan properti pipa	35
Tabel IV-10 Hasil perhitungan berat pipa.....	36
Tabel IV-11 Hasil Perhitungan Regangan	37
Tabel IV-12 Hasil Perhitungan Tahanan Gesek	38
Tabel IV-13 <i>Walking</i> tiap siklus	39
Tabel IV-14 Hasil perhitungan gaya <i>buckling</i> pada tiap mode.....	40
Tabel IV-15 Perbandingan Gaya Hobbs dan Gaya <i>Out of Straightness</i>	40
Tabel IV-16 Nilai <i>displacement</i> pipa setelah satu siklus	43
Tabel IV-17 Tegangan pipa setelah satu siklus	44
Tabel IV-18 Nilai <i>displacement</i> pipa setelah 5 siklus.....	46
Tabel IV-19 Tegangan pipa setelah 5 siklus	47
Tabel IV-20 Nilai <i>displacement</i> pipa setelah 14 siklus.....	48
Tabel IV-21 Tegangan pipa setelah 14 siklus	49

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi adalah sumber energi utama yang sangat dibutuhkan oleh manusia. Permintaan akan minyak dan gas bumi ini akan terus meningkat, sehingga manusia akan terus mendorong perkembangan teknologi untuk kegiatan eksplorasi dan eksploitasi. Dapat dilihat pada **Gambar I-1** di bawah ini merupakan grafik konsumsi minyak bumi di Indonesia dari tahun 2000-2015 mengalami peningkatan tiap tahunnya.



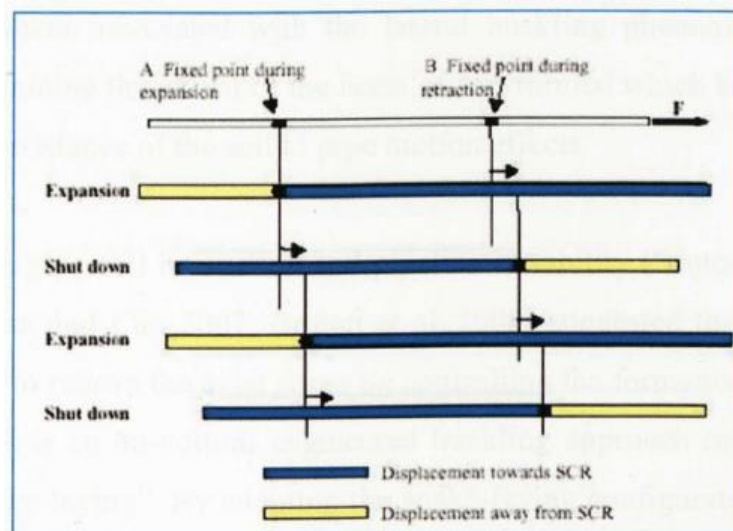
Gambar I-1 Konsumsi dan produksi minyak bumi di Indonesia (Pricewaterhouse Coopers, 2016)

Indonesia merupakan salah satu negara penghasil minyak bumi dan gas alam di dunia. Banyak perusahaan yang melakukan eksplorasi minyak bumi dan gas alam di Indonesia. Salah satu blok atau area eksplorasi di Indonesia adalah MDA-MBH Project milik Husky CNOOC Madura Limited. Blok MDA-MBH ini terletak di Selat Madura, Jawa Timur. Fasilitas yang digunakan untuk transportasi hasil eksplorasi pada blok ini adalah subsea pipeline yang telah dirancang sedemikian rupa agar dapat beroperasi dengan aman dan efisien.

Pipeline merupakan suatu teknologi dalam penyaluran minyak bumi, gas atau air dalam jumlah yang besar dan jarak yang jauh. Penggunaan pipeline untuk

penyaluran adalah alternatif yang paling mudah, aman dan efisien. Saat ini pipeline telah bergerak ke kondisi yang lebih kompleks dan menghadapi beberapa tantangan. Salah satu tantangan tersebut adalah kondisi lingkungan yang relatif ekstrim pada laut dalam.

Pada saat pipeline beroperasi di dasar laut, pipa menerima suhu dan tekanan yang tinggi akibat aliran fluida di dalam pipa. Pipeline juga mengalami kondisi start up dan shut down selama umur pipa tersebut (life cycle). Saat pipa memulai operasi atau bisa disebut start up, pipa mengalami kenaikan temperatur dan tekanan sehingga menyebabkan pipa mengalami thermal expansion. Namun pipa tidak akan dioperasikan terus menerus selama masa hidupnya, ada kalanya pipa mendapat perawatan sehingga pipa tidak dioperasikan (shut down). Pada saat kondisi shut down ini, pipa yang awalnya berekspansi akan menyusut karena penurunan temperatur dan tekanan pada pipa, namun pipa tidak akan kembali ke posisi semula. Peristiwa ‘berjalannya’ pipa ini disebut dengan pipeline walking. Ilustrasi *pipeline walking* dapat dilihat pada **Gambar I-2** di bawah ini:



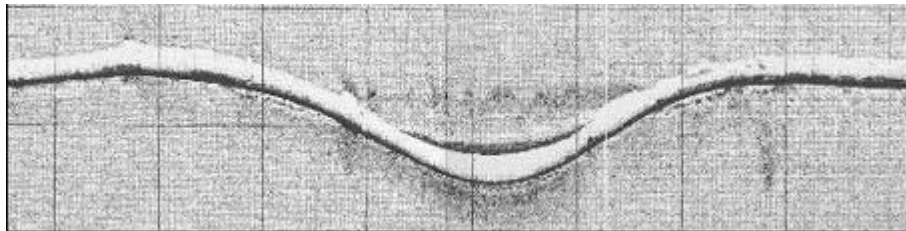
Gambar I-2 Ilustrasi pipeline walking (Perinet and Frazer, 2006)

Menurut Tveramo (2013), pipeline walking dapat menyebabkan:

- Tekanan berlebihan pada pipeline yang terletak di sekitar koneksi pipa seperti spool
- Hilangnya tension pada steel catenary riser
- Terjadinya lateral buckling

Lateral buckling telah dikenali sebagai suatu fenomena pada pipeline engineering. Bahkan sampai saat ini, buckling yang tak terkontrol muncul pada sistem pipeline tanpa direncanakan pada saat design. Berdasarkan hasil studinya, Hobbs mengatakan bahwa terjadinya lateral buckling dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya buckling kritis pada pipa.

Lateral buckling bukanlah suatu fenomena kegagalan, namun lateral buckling yang tidak terkontrol dapat memicu terjadinya keretakan pada pipa. **Gambar I-3** di bawah ini adalah ilustrasi *pipeline* yang mengalami *lateral buckling*.



Gambar I-3 Ilustrasi lateral buckling (Bruton, 2003)

Pada tugas akhir ini, penulis akan menganalisis objek yang akan dianalisa pipeline walking dan lateral buckling pada subsea pipeline dengan panjang 27,14 km dan dioperasikan dalam kedalaman maksimum sebesar 106,5 m. Analisa lateral buckling akan dilakukan dengan menentukan gaya aksial efektif pada pipa yang kemudian akan dibandingkan dengan gaya kritis buckling. Analisa pipeline walking adalah dengan menentukan virtual anchor point pada pipa sehingga besar walking cycle pada pipa dapat diketahui. Kemudian untuk mengetahui tegangan

yang disebabkan oleh pipeline walking, maka dilakukan permodelan menggunakan software AUTOPIPE.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan masalah yang akan dibahas di studi ini adalah

1. Berapa besar walking per siklusnya yang diakibatkan oleh thermal expansion pada pipa?
2. Berapa besar tegangan yang terjadi yang diakibatkan oleh pipeline walking pada pipa?
3. Apakah pipa berpotensi mengenai *lateral buckling*?

1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai di studi ini adalah

1. Mengetahui berapa besar walking per siklusnya yang diakibatkan oleh thermal expansion pada pipa
2. Mengetahui berapa besar tegangan yang terjadi yang diakibatkan oleh pipeline walking pada pipa
3. Mengetahui apakah pipa berpotensi mengenai *lateral buckling*

1.4 Manfaat

Manfaat yang diharapkan dari penulisan tugas akhir ini adalah:

1. Memberi informasi mengenai fenomena pipeline walking dan lateral buckling.
2. Memberi informasi mengenai besar walking per siklusnya pada pipa.
3. Memberi informasi mengenai berapa besar tegangan yang terjadi pada pipa akibat terjadinya pipeline walking.

1.5 Batasan Masalah

Pembatasan masalah dilakukan untuk menghindari pembahasan yang melebar sehingga dilakukan asumsi sebagai berikut:

1. Studi kasus dilakukan pada pipeline yang menghubungkan wellhead platform MDA & MBH milik Husky CNOOC Madura Limited.

2. Kondisi pipa yang dianalisis pada tugas akhir ini adalah operasi.
3. Pemodelan dilakukan dengan software AutoPipe
4. Temperature content dari pipeline dan suhu lingkungan telah ditentukan sesuai dengan design basis
5. Freespan diabaikan
6. Degradasi material (efek dari korosi) diabaikan
7. Beban pada pipa tiap tahunnya dianggap konstan.
8. Tekanan dari *booster pump* tiap tahunnya dianggap konstan.
9. Efek gaya hidrodinamika tidak diperhitungkan
10. Tidak terjadi *embedment* pada dasar perairan
11. Terdapat dua virtual anchor point, yaitu di hot end dan cold end.
12. Terdapat dua jenis tanah di sepanjang pipeline, yaitu sand dan clay.
13. Rute pipeline mengikuti kondisi sebenarnya sesuai dengan design basis.
14. Terjadi 2 kali siklus *shut down- start up* pada *pipeline* selama satu tahun

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan laporan tugas akhir ini terdiri atas lima bab yaitu sebagai berikut :

BAB I Pendahuluan

Bab ini berisi hal hal umum yang berhubungan dengan tema dari tugas akhir ini, hal hal yang melatar belakangi pembuatan tugas akhir, tujuan, manfaat, batasan masalah dan sistematika penulisan tugas akhir.

BAB II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini menjelaskan mengenai acuan dari penelitian tugas akhir, code atau standard yang berhubungan dengan permasalahan yang diangkat dalam tugas akhir ini. Selain itu bab ini juga menjelaskan tentang teori teori dan asumsi yang digunakan untuk perhitungan dan analisa.

BAB III Metodologi Penelitian

Bab ini berisi penjelasan mengenai urutan pengerjaan dalam penelitian tugas akhir.

BAB IV Analisis Hasil dan Pembahasan

Bab ini memberikan penjelasan tentang studi kasus yang dibahas dalam tugas akhir ini. Pada analisis hasil dan pembahasan ini akan dijelaskan perhitungan serta menampilkan hasil perhitungan dari masalah yang diangkat dalam tugas akhir ini. Kemudian hasil dari perhitungan dan analisa akan ditinjau kembali berdasarkan teori, codes dan standard, apakah telah memenuhi persyaratan

BAB V Kesimpulan dan Saran

Bab ini memberikan penjelasan mengenai kesimpulan dari analisis dan perhitungan yang telah dilakukan serta akan memberikan saran terhadap permasalahan sebagai pertimbangan dalam keperluan penelitian selanjutnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Dalam merancang subsea pipeline, perlu diketahui berbagai aspek yang berhubungan dengan perancangan pipa bawah laut. Perubahan kondisi lingkungan sangat berpengaruh terhadap kriteria design untuk subsea pipeline.

Saat suatu pipeline beroperasi di laut dalam, pipeline akan mengalami peningkatan tekanan dan suhu. Peningkatan tersebut mengakibatkan pipeline mengalami ekspansi, namun ekspansi ini biasanya tertahan oleh gaya friksi yang timbul di antara seabed dan pipeline. Displasmen yang terjadi pada pipa dapat secara vertikal (*upheaval buckling*), lateral (*lateral buckling*), dan aksial (*pipeline walking*). (Eton, 2011)

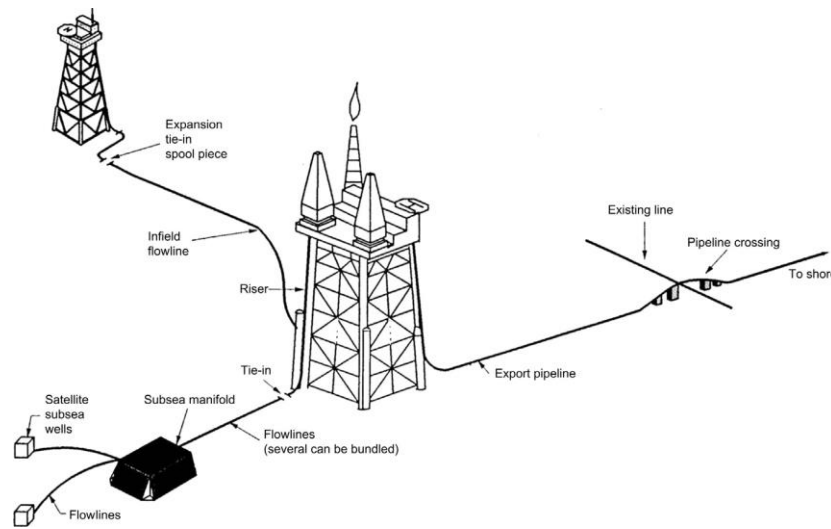
Pada tugas akhir ini, penulis akan melakukan analisis perpindahan pipeline secara aksial yang disebut dengan *pipeline walking* dan lateral yang dapat disebut juga dengan *lateral buckling*. Penelitian mengenai *pipeline walking* dan *lateral buckling* telah banyak dilakukan oleh peneliti sebelumnya, Camilla Tveramo (2013) membahas tentang “*Pipeline Walking of High Pressure/ Temperature Flowlines*”, Godwin Effiong Eton (2011) membahas tentang “*Mitigation against Axial Walking of Subsea Pipelines*”, dan Yoon (2013) membahas tentang “*Phenomenon of Pipeline Walking in High Temperature Pipeline*”.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipa Bawah Laut

Pipa bawah laut telah sering digunakan dalam pengembangan sumber daya laut dalam. Pada normalnya, istilah *subsea flowline* biasa digunakan untuk mendeskripsikan pipa bawah laut yang membawa minyak dan gas bumi dari *wellhead* ke *riser*. Pipa bawah laut yang digunakan untuk mengalirkan gas bumi dan minyak dari fasilitas produksi ke *onshore* disebut *export pipelines*, sedangkan pipa bawah laut yang menghubungkan *platform* ke peralatan bawah laut yang digunakan untuk memindahkan air atau *chemical* disebut *water injection* atau

chemical flowlines (Bai dan Bai, 2014). **Gambar II-1** berikut adalah ilustrasi dari sistem *pipeline* pada bawah laut:



Gambar II-1 Sistem *pipeline* (Bai dan Bai, 2014)

2.2.2 Analisis pada Pipa Bawah Laut

Menurut Kenny (1993), terdapat 4 kondisi pembebanan pada pipa bawah laut, yaitu:

1. Instalasi

Kondisi ini terjadi sesaat setelah *pipeline* diinstal dan belum dialiri fluida di dalamnya. Pembebanan utama yang bekerja pada pipa saat kondisi instalasi adalah gelombang, arus *steady* dan *self weight* dari pipa itu sendiri. Kombinasi dari tekanan dan tekanan *bending* adalah hasil dari metode instalasi yang digunakan.

2. *Water filled*

Kondisi ini terjadi sesaat sebelum melakukan *hydrotest*. Pada kondisi ini, pipa terisi penuh oleh air laut sehingga berat pipa terendam meningkat. Peningkatan tersebut memberikan efek *critical* terhadap *pipeline*.

3. *Hydrotest*

Hydrotesting dilakukan untuk menguji *pipeline* terhadap tekanan internal, dimana melebihi tekanan operasi yang telah didesain. Pipa akan terisi air pada kondisi ini. Karena pipa mengalami peningkatan

berat dan tekanan internal, maka pada keadaan ini pipa akan mendapat beban yang paling besar.

4. Operasi

Setelah instalasi dan *hydrotest* telah dilakukan, pipa akan mengalami fase operasi. Selama operasi, pipa akan mengalami tekanan dan suhu yang tinggi. Pada operasi normal, pipa diharapkan dapat bekerja selama umur desain dari *pipeline*.

2.2.3 Pipeline Walking

Saat pipa diletakkan di atas *seabed* dan dialirkan fluida, pipa akan mengalami ekspansi. Namun, ekspansi pada pipa ini ditahan oleh gaya gesek yang terjadi di antara pipa dan *seabed* (Carr et al., 2006). Pada saat kondisi *shut down*, pipa mengalami penurunan tekanan dan suhu sehingga pipa mengalami penyusutan. Penyusutan pipa ini juga ditahan oleh gaya gesek, sehingga pipa tidak kembali ke kondisi semula. Kondisi *start up* dan *shut down* ini tidak hanya terjadi satu kali dalam masa hidup pipa karena pipa juga akan mendapat perawatan , sehingga pipa akan mengalami gerakan secara aksial yang disebut dengan *pipeline walking*. Pada tugas akhir ini, diasumsikan bahwa tiap tahunnya *pipeline* mengalami 2 siklus *start up-shut down*.

2.2.4 Perhitungan Umum Pipa

Perhitungan umum pipa perlu dilakukan sebelum melakukan analisis pipa selanjutnya. Berikut beberapa perhitungan umum yang dimaksud antara lain adalah

2.2.4.1 Pipe Properties

Perhitungan dimensi pipa ini adalah langkah awal yang perlu dilakukan sebelum melakukan analisis pada pipa. Langkah ini dilakukan karena tidak semua dimensi pipa terdapat dalam data.

1. Tebal dinding pipa (t_2)

Tebal dinding pipa yang dimaksud disini adalah tebal dinding pipa tanpa ada tambahan tebal untuk *corrosion allowance*.

$$t_2 = t_{nom} - t_{corr} \quad (2.1)$$

t_{nom} = Tebal nominal pipa (m)

t_{corr} = Tebal *corrosion allowance* (m)

2. Diameter luar total pipa (D_t)

Diameter total yang dimaksud disini adalah diameter pipa secara keseluruhan dengan menjumlahkan beberapa diameter yang membentuknya, yaitu diameter *steel*, *concrete*, *marine growth*, dan *corrosion coating*.

$$D_t = D_0 + 2t_{cc} + 2t_{wc} + 2t_{mar} \quad (2.2)$$

D_0 = Diameter luar *steel* pipa (m)

t_{cc} = Tebal *corrosion coating* (m)

t_{wc} = Tebal *concrete coating* (m)

t_{mar} = Tebal *marine growth* (m)

3. Diameter total pipa tanpa *marine growth* (D_{tm})

Diameter tanpa *marine growth* yang dimaksud disini adalah diameter pipa secara keseluruhan namun tanpa tebal dari *marine growth*.

$$D_{tm} = D_0 + 2t_{cc} + 2t_{wc} \quad (2.3)$$

4. Diameter dalam pipa (D_i)

Diameter dalam pipa merupakan diameter maksimal yang dapat dilewati oleh fluida yang dialirkan pipa tersebut.

$$D_i = D_0 - 2(t_{nom} + t_{int}) \quad (2.4)$$

t_{int} = Tebal *internal coating* pipa (m)

5. Diameter *concrete* (D_c)

$$D_c = D_0 + 2t_{cc} + 2t_{wc} \quad (2.5)$$

6. Momen area *steel* pipa (I_{steel})

$$I_{steel} = \pi \frac{D_o^4 - D_i^4}{64} \quad (2.6)$$

$$I_{steel} = \text{Momen inersia concrete} \quad (m^4)$$

7. Internal cross section area pada pipa

$$A_i = \frac{\pi}{4} [D_i^2] \quad (2.7)$$

$$A_i = \text{Cross section area pada pipa} \quad (m^2)$$

2.2.4.2 Berat Tiap Lapisan pada Pipa

1. Berat *corrosion coating*

$$W_{cc} = \frac{\pi}{4} [(D_o + 2 \cdot t_{cc})^2 - (D_o)^2] \cdot \rho_{cc} \quad (2.8)$$

Dimana:

$$W_{cc} = \text{Berat corrosion coating} \quad (N)$$

$$\rho_{cc} = \text{Densitas corrosion coating} \quad (kg/m^3)$$

2. Berat *concrete coating*

Concrete coating pada pipeline dapat diterapkan untuk membuat pipa stabil di bawah air. Dapat digunakan *concrete* dengan harga yang paling murah, yang terpenting dapat meningkatkan berat dari pipa dan ketebalan *concrete* di atur sesuai yang dibutuhkan. Peningkatan tebal *concrete* tentunya akan meningkatkan biaya fabrikasi dari pipeline tersebut.

$$W_{wc} = \frac{\pi}{2} [D_c^2 - (D_o + 2 \cdot t_{cc})^2] \cdot \rho_{wc} \cdot g \cdot \left(\frac{(L_{pj} - 2 \cdot FJ)}{L_{pj}} \right) \quad (2.9)$$

3. Berat pipa baja

$$W_s = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \cdot \rho_{st} \quad (2.10)$$

4. Berat isi pipa

$$W_c = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \cdot \rho_{cont} \quad (2.11)$$

5. Bouyancy

$$B = \frac{\pi}{4} (D_{cont}^2) \cdot \rho_w \quad (2.12)$$

6. Berat pipa di udara

$$W = W_{cc} + W_{wc} + W_s + W_c \quad (2.14)$$

2.2.4.3 Gravity dan Bouyancy

Gravity dan *bouyancy* merupakan parameter yang digunakan untuk stabilitas pipa bawah laut di atas *seabed*. Digunakan persamaan seperti berikut:

1. Gravity

$$F_G = W_{cc} + W_{wc} + W_s + W_c + W_m + W_{ic} + W_{fj} \quad (2.15)$$

2. Bouyancy

$$F_{buoy} = \left(\frac{\pi}{4} (D_t^2) \cdot \rho_w \cdot g \right) \cdot L_{pj} \quad (2.16)$$

$$F_{buoy} = \text{Bouyancy pipa sepanjang } joint \text{ pipa} \quad (N)$$

2.2.4.4 Berat Pipa Saat Terendam

Pada saat pipa terendam di dalam air, tentunya pipa akan memiliki berat yang berbeda dengan pipa saat belum masuk ke dalam air. Berikut merupakan persamaan untuk menghitung berat terendam pipa:

$$W_{sub} = \frac{W_c + W_s + W_{cc} + W_m + W_{wc} + W_{ic} + W_{fj} - F_{buoy}}{L_{pj}} \quad (2.17)$$

Dimana:

$$W_{sub} = \text{Berat terendam pipa} \quad (N/m)$$

2.2.5 Axial Force

Gaya aksial yang bekerja pada pipa dikarenakan ekspansi adalah berupa regangan, yaitu regangan yang terjadi diakibatkan oleh perbedaan suhu, regangan yang diakibatkan oleh ujung tertutup pada pipa, dan regangan sisa akibat pengelasan (*poisson strain*) (Bai dan Bai).

2.2.5.1 Regangan Akibat End Cap

Berikut merupakan rumus regangan yang diakibatkan oleh ujung pipa yang tertutup:

$$\varepsilon_{end} = \frac{P_i A_i - P_e A_e}{E A_s} \quad (2.18)$$

Dimana:

ε_{end}	= regangan akibat ujung tertutup pipa	
P_i	= <i>design pressure</i> pipa	(N/m ²)
A_i	= luas penampang internal pipa	(m ²)
P_e	= tekanan eksternal	(N/m ²)
A_e	= luas penampang eksternal pipa	(m ²)
E	= modulus young	
A_s	= <i>area cross section</i> pada pipa	(m ²)

2.2.5.2 Regangan sisa akibat pengelasan

Regangan sisa adalah gaya elastis yang dapat mengubah jarak antar atom dalam bahan tanpa adanya beban dari luar. Regangan sisa ditimbulkan karena adanya deformasi plastis yang tidak seragam dalam suatu bahan, antara lain akibat perlakuan panas yang tidak merata atau perbedaan laju pendinginan pada bahan yang mengalami proses pengelasan. Meskipun secara visual regangan sisa tidak nampak, namun sebenarnya regangan sisa bertindak sebagai beban yang akan menambah beban kerja. (Setyawati, 2010). Berikut merupakan rumus regangan sisa akibat sisa pengelasan:

$$\varepsilon_v = v \frac{P_i A_i - P_e A_e}{2.E} \quad (2.19)$$

Dimana:

ε_v	= regangan akibat sisa pengelasan	
P_i	= <i>design pressure</i> pipa	(N/m ²)
D_i	= diameter internal pipa	(mm)
P_e	= tekanan eksternal	(N/m ²)
D_e	= diameter eksternal pipa	(mm)
E	= modulus young	

2.2.5.3 Regangan akibat perbedaan temperatur

Setelah pipa terinstall, pipa secara langsung akan mengalami perbedaan suhu dan melakukan penyesuaian dengan suhu bawah laut dimana suhu akan lebih

dingin daripada suhu internal pipa itu. Pipa akan mengalami peningkatan temperatur pada saat pipa dialiri fluida. Perbedaan temperatur ini akan menimbulkan regangan yang mendasari terjadinya ekspansi. Berikut rumus regangan akibat perbedaan temperatur:

$$\varepsilon_T = \alpha \cdot \Delta T \quad (2.20)$$

Dimana:

ε_T = regangan akibat perbedaan temperatur

α = koefisien *thermal expansion*

ΔT = perbedaan temperatur dalam pipa dan lingkungan

2.2.6 Regangan Gesek

Ketika pipa bergerak, tahanan gesek terbentuk antara pipa dan *seabed* berlawanan dengan pergerakan pipa tersebut. Tahanan ini hanya muncul sebagai efek dari pergerakan pipa terhadap *seabed*. Untuk jaringan pipa yang tidak dikubur, gesekan pada pipa bawah laut akan meningkat secara linear dengan jarak L dari ujung bebas pipa. Rumus tahanan gesek untuk pipa yang tidak dikubur adalah sebagai berikut:

$$F = \mu \cdot W_s \quad (2.21)$$

Sedangkan rumus regangan gesek adalah sebagai berikut:

$$\varepsilon_f = \frac{F \cdot L}{A_i \cdot E} \quad (2.22)$$

Dimana:

F = Tahanan gesek (N/m)

μ = Koefisien gesekan

W_s = Bebat pipa terendam (N/m)

ε_f = Regangan gesek

L = Panjang *pipeline*

2.2.7 Net Strain pada Pipa

Kita dapat menghitung *net strain* yang bekerja pada pipa setelah mendapatkan *frictional strain* dan gaya aksial atau *total applied strain*. Net strain pada pipa dapat dihitung sesuai dengan rumus berikut:

$$\varepsilon_{net} = \varepsilon_{tot} - \varepsilon_f \quad (2.23)$$

ε_{net} = Net strain

ε_{tot} = Total *applied strain* with KP

ε_f = *Frictional strain*

2.2.8 Virtual Anchor Point

Gesekan antara pipa dan tanah terjadi akibat adanya kekakuan pada tanah dasar laut. Saat pipa berekspansi ke arah *cold end*, gesekan pada tanah akan mempengaruhi laju ekspansi pipa tersebut. Saat gesekan tanah bernilai sama dengan gaya ekspansi pipa, maka gesekan tanah tersebut akan menahan laju ekspansi pada pipa.

Lokasi *virtual anchor point* dapat ditentukan dengan menyamakan gaya yang diterapkan (*total applied strain*) dengan gaya gesekan tanah:

$$L_A = \frac{\varepsilon_{tot} \cdot A_i \cdot E}{F} \quad (2.24)$$

Dimana:

L_A = *Virtual Anchor Length* (m)

A_i = *Cross sectional area* dari pipa (m²)

F = Tahanan gesek (N/m)

2.2.9 Laju Walking Cycle

Walking cycle adalah besarnya perpanjangan yang terjadi pada pipa yang diakibatkan oleh *thermal expansion*, dan gesekan tanah pada tiap siklus. Sebelum menghitung laju *walking cycle*, maka panjang *virtual anchor* harus ditentukan

terlebih dahulu. Karena pada tugas akhir ini terdapat dua *virtual anchor point*, yaitu *hot end point* dan *cold end point*, maka jarak antara dua *virtual anchor point* tersebut harus diketahui untuk menghitung laju *walking*.

Di antara dua *virtual anchor point* tersebut, terdapat perubahan gaya aksial yang diakibatkan oleh *thermal expansion* dan penyusutan pipa. Maka, besar perubahan gaya aksial pada pipa perlu dihitung. Dari penelitian sebelumnya, perubahan gaya aksial diantara *anchor point* tersebut mempengaruhi hasil gaya aksial total yang terjadi di sepanjang pipa.

Pipa mengalami perubahan gaya axial pada bagian yang dibatasi oleh *virtual anchor point*. Maka dari itu perlu dihitung perubahan gaya axial yang terdapat pada bagian tersebut. Berikut adalah persamaan untuk menghitung perubahan gaya aksial:

$$\Delta S_s = -W \cdot L (\mu_a \cos \alpha - \sin |\alpha|) \quad (2.25)$$

Dimana:

ΔS_s	= Perubahan gaya aksial	(N)
W	= berat pipa terendam	(N/m)
α	= Sudut kemiringan <i>seabed</i>	

Kemudian perubahan gaya aksial yang terjadi di sepanjang pipa akibat perubahan suhu dan tekanan dari *heat up* dan *cool down* dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta P = -(p_{i2} - p_{i1})A_i(1 - 2\nu) - EA_s k(\theta_2 - \theta_1) \quad (2.26)$$

Dimana:

p_i	= Tekanan internal	
ν	= <i>Poisson ratio</i>	
k	= Koefisien <i>thermal expansion</i>	(1/°C)
θ	= Temperatur saat operasi	(°C)

Karena terdapat perubahan regangan pada pipa, maka pipa akan mengalami perubahan regangan secara aksial. Perubahan regangan pada pipa dapat di hitung dengan persamaan berikut:

$$\Delta \varepsilon = \frac{\Delta S_s - \Delta P}{E \cdot A} \quad (2.27)$$

Setelah mendapatkan nilai perubahan gaya dan regangan axial, maka besar *pipeline walking* dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta \alpha = \frac{[|\Delta P| + W \cdot L \cdot \sin \alpha] - W \cdot L \cdot \mu a \cdot \cos \alpha}{\mu a E A} L \cdot \tan \alpha \quad (2.28)$$

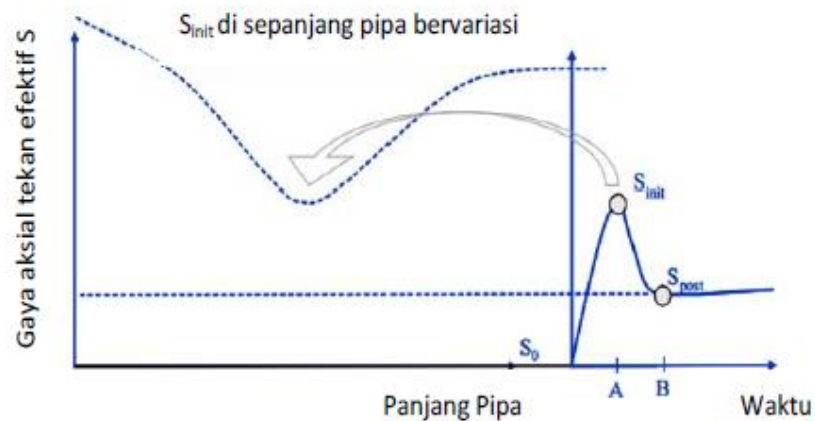
Dimana:

$\Delta \alpha$	= <i>Walking</i> per siklus	(m)
ΔP	= Perubahan gaya aksial	
L	= Panjang pipa	(N/m)
E	= Modulus young	
A	= <i>Cross sectional area of steel</i>	(m ²)
α	= Kemiringan dasar laut	
μa	= <i>Friction factor</i>	

2.2.10 Global Buckling

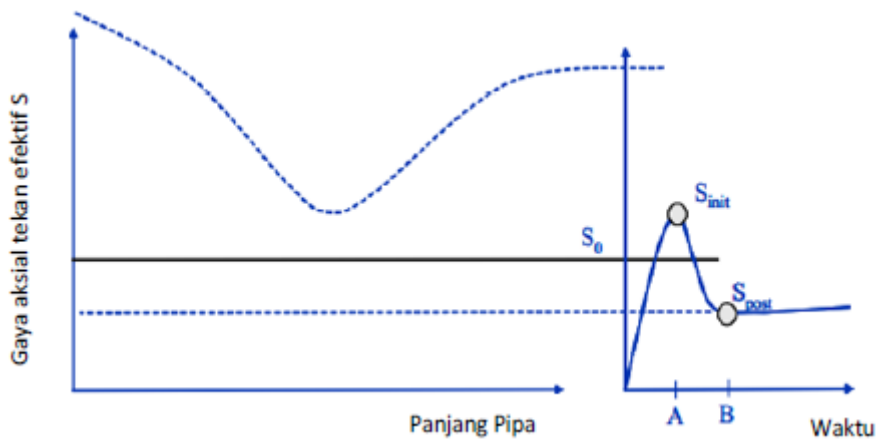
Global buckling adalah defleksi berlebih yang terjadi pada keseluruhan *pipeline*. Terdapat tiga jenis *global buckling*, yaitu *upheaval buckling*, *lateral buckling* dan *downward* pada *freespan*. Menurut DNV RP F110, proses terjadinya *buckling* dapat diurutkan ke dalam tahapan berikut

1. Pada tahap awal, gaya aksial efektif yang mengawali terjadinya *global buckling* berada pada titik terendah seperti pada **Gambar II-2**. S_0 adalah gaya aksial efektif, S_{init} adalah gaya aksial efektif yang memicu *buckling*, dan S_{post} adalah gaya aksial efektif yang mendekati puncak *buckling* setelah terjadi *buckling* pertama



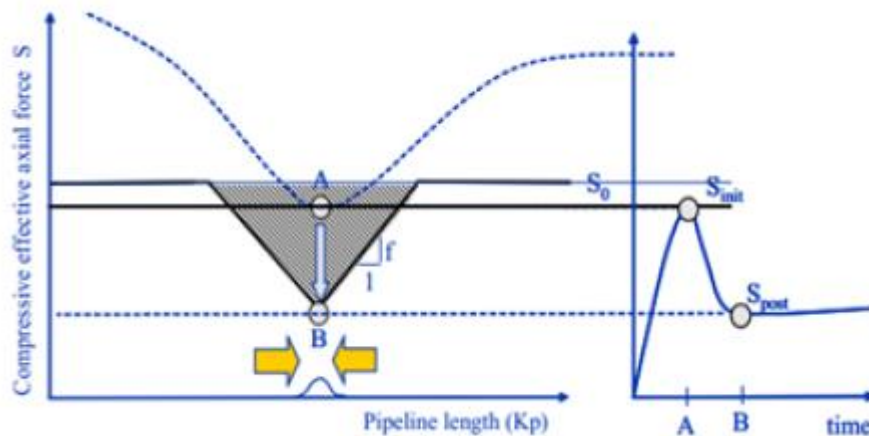
Gambar II-2 Kapasitas tekuk sepanjang pipa (DNV RP F101, 2007)

2. Pada tahap berikutnya, gaya aksial efektif meningkat hingga mencapai S_0 , dapat dilihat pada **Gambar II-3**.



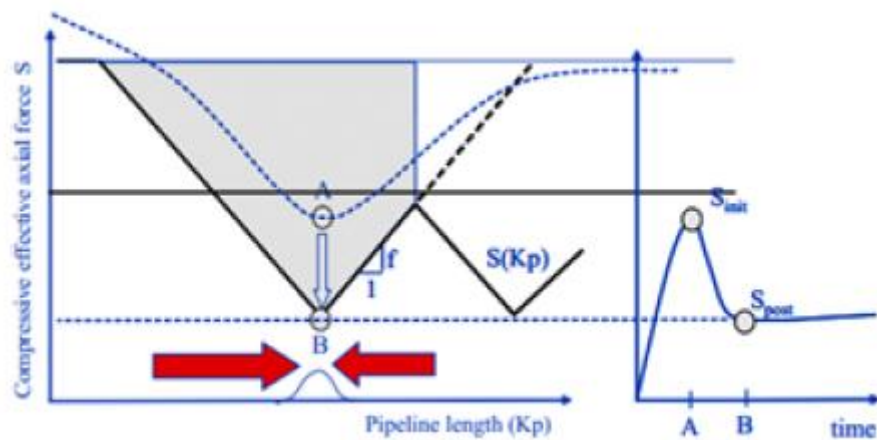
Gambar II-3 Gaya aksial efektif meningkat sebelum terjadinya global buckling (DNV RP F101, 2007)

3. Kemudian, ketika S_0 mencapai S_{init} , pipa akan mengalami *buckling* dan gaya efektif aksial tertahan akan mengalami penurunan mencapai S_{post} seperti dilihat pada **Gambar II-4**.



Gambar II-4 Gaya efektif aksial mencapai S_{init} (DNV RP F101, 2007)

4. Jika tekanan dan temperatur terus meningkat, *imperfection* yang berdekatan berpotensi mengalami *buckling* yang dapat dilihat ilustrasinya pada **Gambar II-5**.



Gambar II-5 Gaya aksial terus meningkat sehingga *buckling* ke dua muncul (DNV RP F101, 2007)

2.2.11 Lateral Buckling

Pada saat gaya tekan aksial pada pipa melebihi gaya *buckling* kritis, pipeline akan cenderung melengkung baik arah vertikal maupun lateral untuk melepaskan energi berlebih. Menurut Isaac (2013), lateral *buckling* adalah

keadaan *buckling* yang terjadi karena gaya tekan aksial yang disertai oleh pergerakan menyamping secara bertahap.

Gaya yang mendorong perilaku *lateral buckling* adalah gaya tekan yang disebabkan oleh *thermal expansion*, gaya akibat *end-cap*, dan sisa pengelasan. Oleh karena itu, kombinasi gaya aksial efektif tersebut dapat ditulis menjadi:

$$F_{compressive} = \pi \cdot D \cdot t \cdot E_{steel} \cdot \alpha \cdot \Delta T + \frac{P \pi D^2}{4} (1 - 2\nu) \quad (2.30)$$

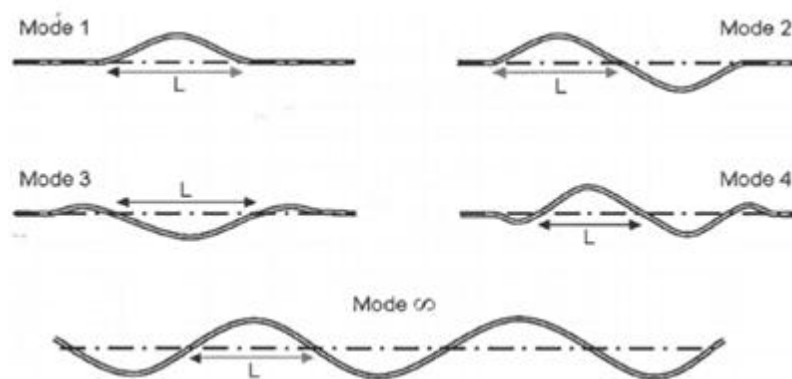
Dimana:

$F_{compressive}$	= Gaya aksial efektif	(N)
D	= Diameter pipa	(m)
ν	= Poisson's ration	

2.2.12 Metode Hobbs

Menurut DNV RP F110, terdapat 3 metode analisis yang dapat digunakan untuk melakukan analisis tekuk lateral pada pipa, yaitu metode Hobbs, Van Gaf dan Spinazzle. Pada tugas akhir ini, metode yang digunakan adalah metode Hobbs.

Metode yang diterapkan pada metode Hobbs untuk melakukan analisis *lateral buckling* mengacu pada kesetimbangan gaya dan kesesuaian perpindahan setelah terjadi *lateral buckling* pada pipa. Menurut Hobbs, pipa dapat mengalami buckling dalam beberapa bentuk yang dikelompokkan dalam beberapa mode, yang dapat dilihat pada **Gambar II-6**.



Gambar II-6 Mode *lateral buckling*.

Dalam metode Hobbs, diasumsikan bahwa pipa sebagai balok kolom yang terkena gaya aksial dan *initial imperfection* tidak diperhitungkan. Dalam metode Hobbs, hubungan antara gaya aksial efektif pada kondisi *totally constraint* dan panjang tekuk dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$P_0 = P_{eff} + k_3 + \mu_a \cdot W \cdot L \cdot \left[\sqrt{\left(1 + K_2 \cdot \frac{E \cdot A \cdot \mu_L^2 \cdot W \cdot L^5}{\mu_a \cdot (E \cdot I)^2} \right)} - 1 \right]$$

Persamaan (2.31) untuk mode 1,2,3, dan 4.

$$P_0 = P_{eff} + 4.7050 \cdot 10^{-5} \cdot A \cdot E \cdot \left(\frac{\mu_L \cdot W}{E \cdot I} \right)^2 \cdot L^6 \quad (2.32)$$

Persamaan (2.32) untuk mode tak terhingga.

Dimana:

P_0	= Gaya aksial sebelum <i>buckling</i>	(N)
P_{eff}	= Gaya aksial efektif	(N)
k	= Konstanta Hobbs	
μ_a	= Koefisien gaya gesek aksial	
W	= Berat terendam pipa	(N/m)
L	= Panjang tekuk akibat P_0	(m)

(2.31)

Gaya aksial efektif berlaku untuk semua mode dan diplot terhadap panjang gelombang *buckling*. Gaya *buckling* kritis dapat ditemukan dengan mengambil gaya aksial terkecil pada tiap modenya.

$$N_{HOBBS} = \min(P_0 mode1, P_0 mode2, P_0 mode3, P_0 mode4, P_0 modeinfinity)$$

Dimana:

N_{HOBBS} = Gaya aksial pemicu *buckling* mode 1 sampai tak hingga

Penentuan besar gaya *buckling* kritis di sepanjang pipa adalah dengan membandingkan besar gaya *buckling* Hobbs dengan gaya *buckling* yang terjadi akibat ketidaklurusan pipa (*out of straightness*).

$$N_{kritis} = \min(N_{OOS}, N_{HOBBS}) \quad (2.33)$$

$$N_{OOS} = \mu_{lm} \cdot W_s \cdot R$$

(2.34)

$$R = \frac{E \cdot D}{2 \cdot \sigma_y \cdot D \cdot f} \quad (2.35)$$

Dimana:

N_{kritis} = Gaya kritis terjadinya *buckling* (N)

N_{OOS} = Gaya yang menyebabkan *out of strightness* (N)

μ_{lm} = Koefisien gaya gesek lateral minimum

W_s = Berat pipa terendam (N/m)

R = Radius *curvature* (m)

f = Faktor *design*

Kriteria *buckling* akan terpenuhi jika memenuhi persamaan di bawah ini:

$$N_{max} \geq N_{kritikal}$$

$$N_{max} = \min(N_{full}, N_{fmax}) \quad (2.36)$$

$$N_{fmax} = \frac{1}{2} \cdot \mu_{am} \cdot W_s \cdot L \quad (2.37)$$

Dimana:

N_{fmax} = Gaya gesek maksimum (N)

N_{full} = Gaya aksial maksimum pipa (N)

Pada perhitungan *buckling lateral* dengan menggunakan metode Hobbs, terdapat komponen konstanta k_1, k_2, k_3, k_4 , dan k_5 . Konstanta tersebut dinyatakan dalam **Tabel II-1** berikut ini:

Tabel II-1 Konstanta Hobbs

Mode	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5
1	80,76	6,39E-05	0,5	2,41E-03	0,06938
2	$4\pi^2$	1,74E-04	1	5,53E-03	0,1088
3	34,06	1,67E-04	1,294	1,03E-02	0,1434
4	28,1	2,41E-04	1,608	1,05E-02	0,1434
∞	$4\pi^2$	4,71E-05	4,71E-05	4,45E-03	0,05066

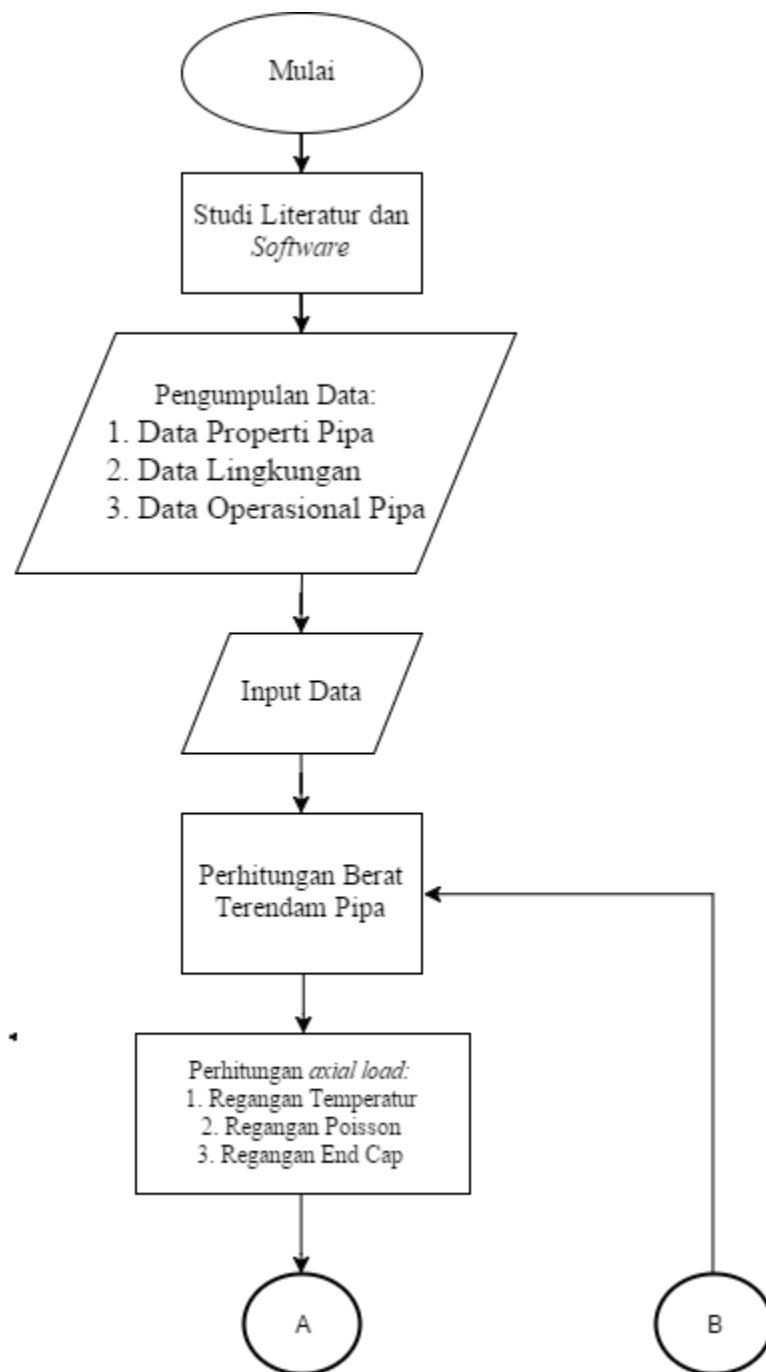
Halaman ini sengaja dikosongkan

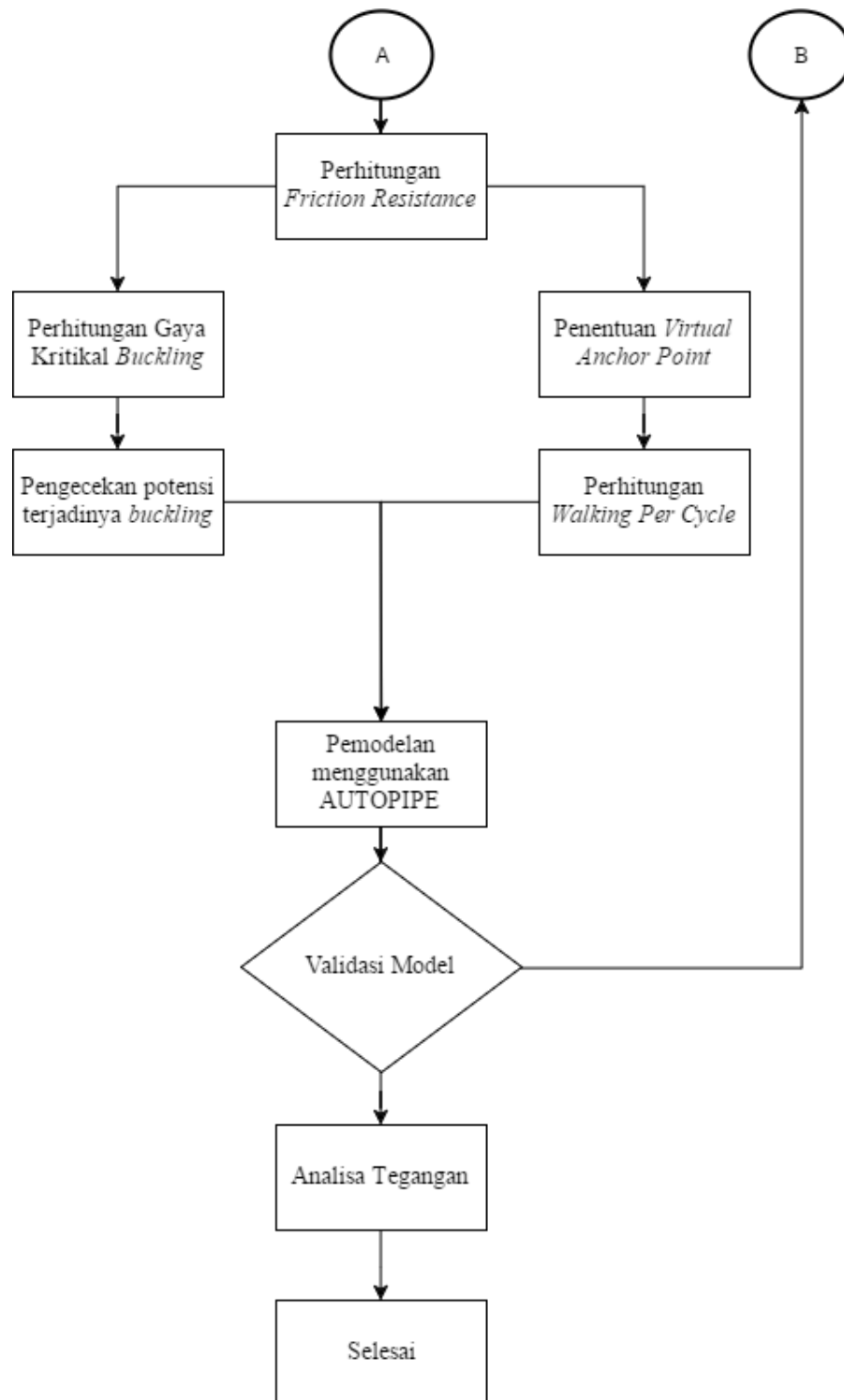
BAB III

METODOLOGI

3.1 Metode Penelitian

Untuk mempermudah evaluasi perkembangan penelitian untuk tugas akhir akan dibuat diagram pengerjaan/metodologi. Secara garis besar pengerjaan tugas akhir ini dapat dijelaskan dalam **Gambar III-1**.





Gambar III-1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

3.2 Prosedur Penelitian

Berdasarkan diagram alir penelitian diatas, adapun prosedur penelitian dan langkah-langkah penelitian dalam mencapai tujuan Tugas Akhir ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Studi Literatur dan *Software*

Studi literatur dan *software* disini bertujuan untuk menambah pengetahuan tentang masalah yang diangkat dalam tugas akhir ini, menambah pengetahuan tentang *thermal expansion* pada *pipeline*, *pipeline walking*, dan cara penanggulangannya. Literatur yang dimaksud disini adalah berupa jurnal, *text book*, dan tugas akhir terdahulu yang membahas permasalahan yang hampir sama dengan tugas akhir ini. Literatur tersebut digunakan sebagai acuan ataupun referensi.

2. Pengumpulan Data

Data yang dibutuhkan dalam pengerjaan tugas akhir ini antara lain adalah:

a. Data properti pipa

Data properti pipa meliputi tebal pipa, panjang pipa, material, modulus elastisitas, dan densitas.

b. Data Lingkungan

Data lingkungan meliputi kedalaman perairan, temperatur perairan, densitas air, data tanah, data arus, dan data gelombang.

c. Data Operasional

Data operasional meliputi temperatur dan tekanan pipa pada saat operasi dan *design*.

3. Perhitungan *Axial Load*

Perhitungan *axial load* adalah suatu perhitungan regangan yang terjadi pada saat ekspansi, yaitu penjumlahan dari regangan yang

diakibatkan oleh ujung pipa yang tertutup, tegangan sisa pengelasan, dan perbedaan temperatur.

4. Perhitungan *Frictional Resistance*

Perhitungan *frictional resistance* adalah suatu perhitungan gaya gesek tanah yang timbul akibat dari pergerakan pipa yang meregang akibat ekspansi.

5. Penentuan *Virtual Anchor Point*

Perhitungan *virtual anchor point* adalah perhitungan untuk mengetahui titik dimana pipa tidak mengalami perpindahan, regangan atau suatu pergerakan yang disebabkan oleh ekspansi.

6. Perhitungan *walking per cycle*

Perhitungan ekspansi merupakan perhitungan untuk mencari besar *walking per cycle*. Besar *walking per cycle* ini akan menjadi data input untuk permodelan pipa dengan AutoPIPE

7. Perhitungan Gaya *Buckling*

Perhitungan gaya *buckling* adalah perhitungan untuk mencari besar gaya yang dapat menyebabkan *lateral buckling*.

8. Pemodelan menggunakan *software* AutoPipe

Pemodelan dilakukan untuk mengetahui dan menganalisa tegangan yang terjadi pada *pipeline* akibat terjadinya *pipeline walking*.

9. Analisa hasil dan pembahasan

Melakukan analisa dan pembahasan dari hasil perhitungan dan pemodelan untuk kemudian ditarik kesimpulan

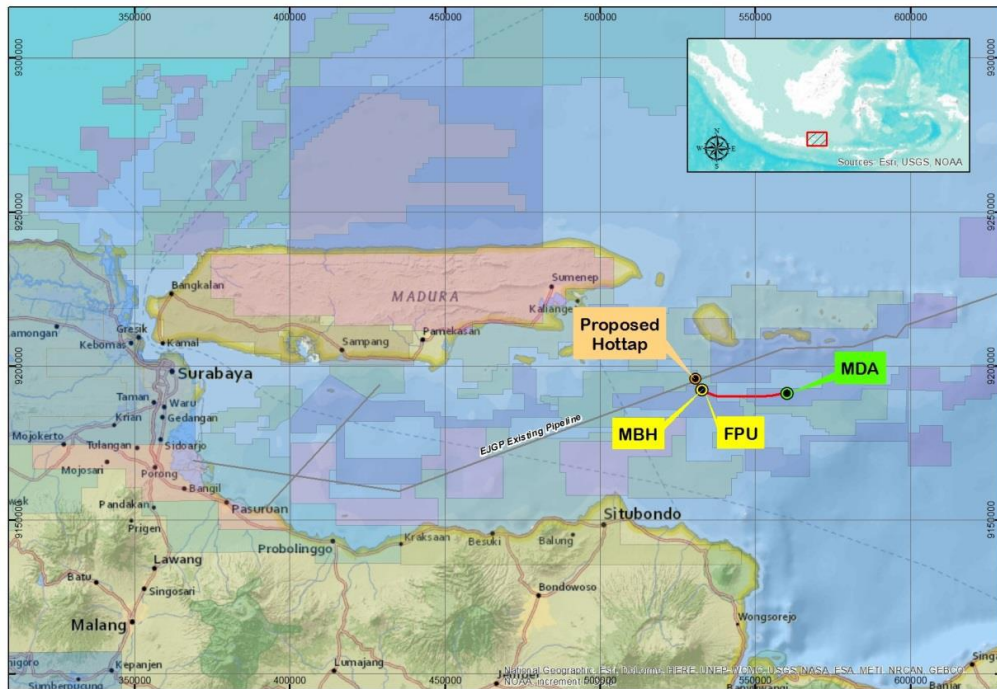
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan Data

Pada tugas akhir ini akan dilakukan studi kasus pada *offshore pipeline* pada Blok MDA & MBH milik Husky CNOOC Madura Limited (HCML). Lapangan ini terletak di lepas pantai, tepatnya di Selat Madura, Jawa Timur, 180 km dari Lapangan Pagerungan. HCML merencanakan lapangan ini untuk menyalurkan gas dari lapangan MDA & MBH, melalui *existing East Java Gas Pipeline* (EJGP), menuju Perusahaan Gas Negara yang terletak di Porong, Surabaya. Lokasi dari *pipeline* dapat dilihat pada **Gambar IV-1** di bawah ini:



Gambar IV-1 Lokasi Lapangan MDA & MBH (HCML,2016)

Karena kondisi lingkungan dan masa operasi, pipa dapat mengalami ekspansi dan mengakibatkan pipeline walking sampai akhirnya menjadi buckling. Ekspansi pipa dapat diakibatkan oleh perbedaan suhu fluida yang ada di dalam pipa. Pipa yang dianalisa memiliki panjang 27.14 km dan terbagi menjadi 11 zona

yang dinamakan kilometer point. Pada tugas akhir ini pipa mengalami dua kali siklus (1 siklus = 1x start up – 1x shut down). Dua siklus yang terjadi menyatakan bahwa setiap enam bulan dalam satu tahun pipa akan mendapatkan *maintenance*.

4.1.1 Pipeline Properties

Tabel IV-1 Data Properti Pipa (HCML,2016)

Description	Unit	Value
Density	kg/m ³	7850
Modulus Elastisitas	Mpa	207 x 10 ³
Poisson's Ratio	-	0.3
Steel Coefficient of Thermal Expansion	1/K	11.7 x 10 ⁻⁶
Steel Thermal Conductivity	1/K	45
SMYS	MPa	450
SMTS	MPa	535
Joint Length	m	12,2

4.1.2 Corrosion Allowance

Corrosion Allowance untuk *pipeline* pada Lapangan MDA & MBH adalah sebesar 3 mm.

4.1.3 Pipeline Coating Properties

Pipa yang terbuat dari baja harus di beri lapisan anti korosi dan *concrete* untuk *on bottom stability*. Properti *coating* untuk pipa dapat dilihat pada tabel berikut

Tabel IV-2 Properti *Coating* Eksternal Pipa

Description		Unit	Value
Anti Corrosion Coating	Type	-	Asphalt Enamel
	Thickness	mm	5.5
	Cutback	mm	150
	Density	kg/m ³	1280
Concrete Weight Coating	Thickness	mm	40
	Cutback	mm	350
	Density	kg/m ³	3044

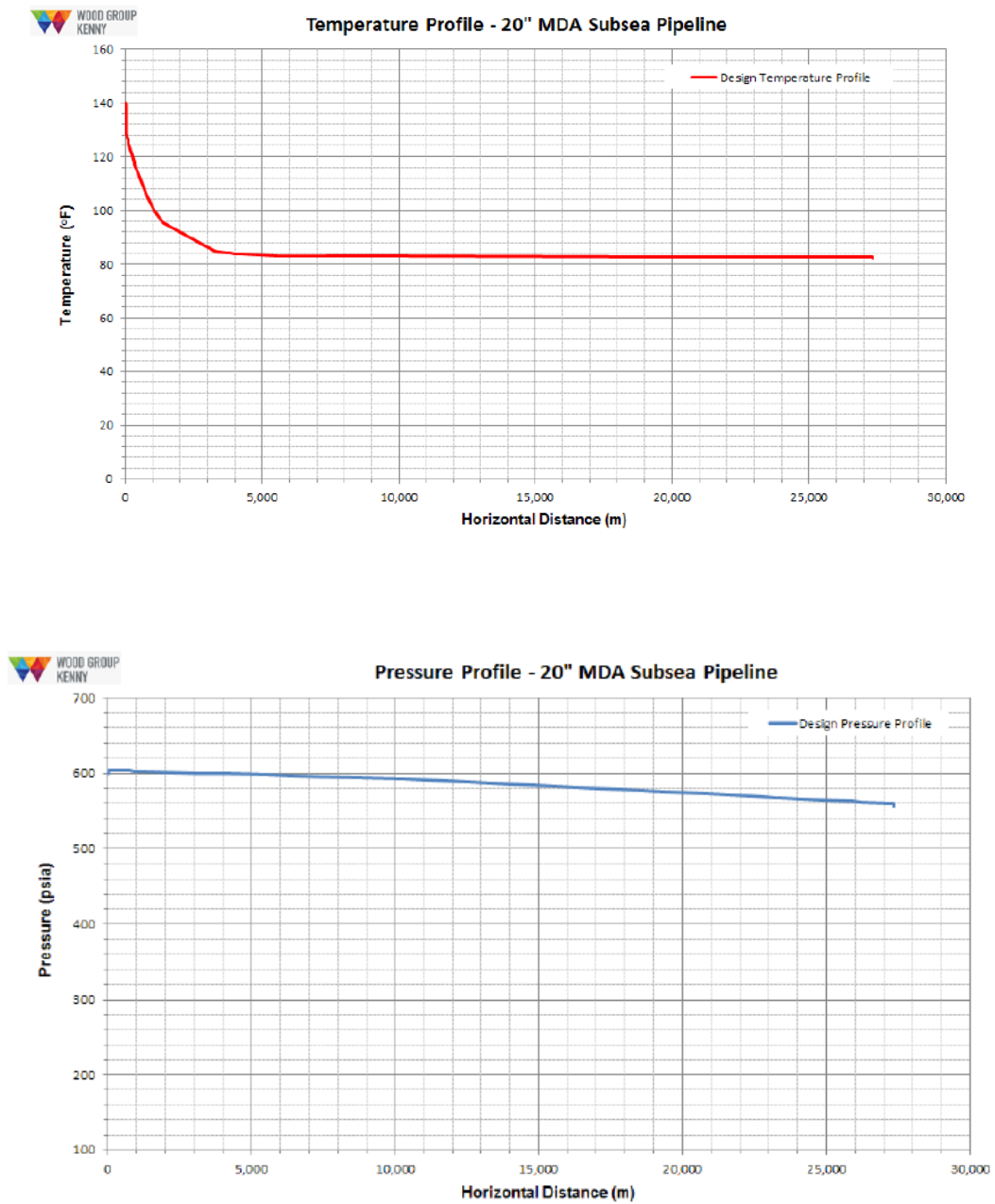
4.1.4 Data Operasional *Pipeline*

Data operasional *pipeline* dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel IV-3 Data Operasional *Pipeline*

Description	Unit	Value
Design Pressure at Reference Height	MPa	4.14
Design Temperature	°C	60
Operating Pressure at Reference Height	MPa	3
Operating Temperature	°C	36.6
Pipeline Hydrotest Pressure	MPa	5.17
Pressure Reference Height (MSL)	m	17.37
Product Density	kg/m ³	107.6

Profil temperatur dan tekanan yang digunakan pada analisis ini dapat dilihat pada **Gambar IV-2** berikut:



Gambar IV-2 Temperatur dan tekanan untuk *pipeline* 20'' MDA- MBH

4.1.5 Water Depth

Kedalaman perairan maksimum dan minimum sepanjang *pipeline* dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel IV-4 Data Kedalaman Perairan

Pipeline Route	Unit	Min. WD	Max. WD
20" MDA WHP to MBH WHP Pipeline	m	79.3	106.5

4.1.6 Tide Level & Storm Surge

Tabel IV-5 *Tidal Data & Storm Surge*

Tide Reference	Elevation
Highest Atronomical Tide (HAT)	2.21 m above LAT
Mean Sea Level (MSL)	1.14 m above LAT
Lowest Astronomical Tide (LAT)	0.00 m
Storm Surge for 1 year	0.42 m
Storm Surge for 100 year	0.85 m

4.1.7 Seawater Properties

Tabel IV-6 *Seawater properties*

Position	Temperature (°C)		Density (kg/m ³)	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Surface	26.1	32.5	1021	1022.9
Middle	22.9	30.9	1021.4	1023.9
Bottom	20.8	28.3	1022.2	1024.5

4.1.8 Soil Parameter

Tabel IV-7 *Soil parameter*

KP Range	Soil Type	Axial Friction Coefficient	Lateral Friction Coefficient	Seabed Roughness
0.00 - 0.50	Clay	0.55	0.43	$5,21 \times 10^{-6}$
0.50 - 5.00	Sand	0.39	0.56	$1,00 \times 10^{-5}$
5.00- 13.5	Clay	0.49	0.58	$5,21 \times 10^{-6}$
13.5 - 27.1	Clay	0.51	0.87	$5,21 \times 10^{-6}$

4.2 Perhitungan *Submerged Weight*

Seperti dijelaskan dalam Bab 2, sebelum melakukan suatu analisis pada pipa, perlu dilakukan perhitungan umum pipa. Berikut merupakan beberapa perhitungan umum yang didapatkan:

4.2.1 *Pipeline properties parameter*

Pada tabel di bawah ini merupakan nilai nilai yang nantinya diperlukan dalam menghitung beberapa parameter yang didapatkan dari data tugas akhir sebagai berikut:

Tabel IV-8 Data pipe *properties*

No.	Parameter pipa	Notasi	Nilai	Satuan
1	Diameter luar pipa nominal	D_o	508	mm
2	Tebal nominal dinding pipa	t_{nom}	15,9	mm
3	<i>Corrosion allowance</i>	t_{corr}	3	mm
4	Tebal <i>coating</i> korosi	t_{cc}	5,5	mm
5	Densitas <i>corrosion coating</i>	ρ_{cc}	1280	kg/m ³
6	Densitas <i>concrete coating</i>	ρ_{wc}	3044	kg/m ³
7	Densitas <i>steel</i> pipa	ρ_s	7850	kg/m ³
8	Densitas isi pipa	ρ_{con}	107,6	kg/m ³
9	Panjang <i>joint</i> pipa	L_{pj}	12,2	m

Dengan menggunakan persamaan yang ada dalam Bab II, maka didapatkan hasil pada tabel di bawah ini:

Tabel IV-9 Hasil perhitungan properti pipa

No	Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
1	Tebal dinding pipa	t_2	0,0129	m
2	Diameter total	D_t	0,599	m
4	Diameter dalam pipa	D_{in}	0,476	m
6	<i>Internal cross section area</i>	A_i	0,178	m ²
7	<i>Area steel pipa</i>	A_s	0,025	m ²
8	Cross section area corrosion coating	A_{ext}	0.0088	m ²

No	Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
9	Cross section area concrete coating	A_{conc}	0,07	m^2

4.2.2 Berat Terendam Pipa

Berat terendam pipa merupakan selisih antara berat pipa (*gravity*) dengan *bouyancy* pipa yang terjadi untuk setiap satuan panjangnya. Langkah yang perlu dilakukan adalah dengan menghitung berat pipa tiap bagiannya, yaitu bagian *steel*, *corrosion coating*, *concrete*, dan isi pipa. Setelah mendapatkan berat pipa tiap bagian, langkah selanjutnya adalah mengurangnya dengan *bouyancy* pada pipa yang terjadi. Pada tabel di bawah ini merupakan hasil perhitungan berat pipa tiap bagiannya, *bouyancy*, dan berat terendam pipa dengan menggunakan Pers. (2.8 – 2.14) :

Tabel IV-10 Hasil perhitungan berat pipa

No	Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
1	Berat <i>corrosion coating</i>	W_{cc}	$1,359 \times 10^3$	N
2	Berat <i>concrete coating</i>	W_{wc}	$2,558 \times 10^4$	N
3	Berat <i>pipeline steel</i>	W_{wc}	$2,309 \times 10^4$	N
4	Berat isi pipa	W_{wc}	$2,293 \times 10^3$	N
5	Berat <i>field joint</i>	W_{wc}	72,157	N
6	<i>Bouyancy</i>	W_{wc}	$3,454 \times 10^4$	N
7	Berat terendam pipa	W_{wc}	$1,463 \times 10^3$	N/m

4.3 Perhitungan Gaya Aksial

Perhitungan regangan ini digunakan untuk menentukan titik dimana pipa tidak mengalami pergerakan atau disebut *virtual anchor point*. Regangan yang terdapat pada pipa disebabkan oleh 3 hal, yaitu perbedaan temperatur, *end-capped*, dan *poissons ratio*. Berikut ini adalah nilai regangan- regangan yang terjadi pada pipa tiap kilometer point (KP):

Tabel IV-11 Hasil Perhitungan Regangan

KP	Temperature Strain	Poissons Strain	End- Capped Strain	Total Strain
1	0,000001673	-0,0000866	0,0001109	0,000025973
2	0,0000006274	-0,00008711	0,0001116	2,51174E-05
3	0,0000004887	-0,00008711	0,0001116	2,49787E-05
4	0,0000003739	-0,00008657	0,0001109	2,47039E-05
5	0,0000003201	-0,00008445	0,0001079	2,37701E-05
6	0,0000002646	-0,0000845	0,000108	2,37646E-05
7	0,0000002646	-0,00008451	0,000108	2,37546E-05
8	0,0000002646	0,00008899	0,0001143	0,000203555
9	0,0000002646	-0,00008937	0,0001148	2,56946E-05
10	0,0000002646	-0,00008971	0,0001153	2,58546E-05
11	0,0000002646	-0,00009092	0,000117	2,63446E-05

Setelah diketahui hasil dari tiap regangan yaitu regangan akibat temperatur, regangan akibat *poisson strain*, dan regangan akibat ujung pipa yang tertutup, maka kita dapat mengakumulasi ketiganya sehingga didapatkan total regangan yang terjadi.

4.4 Perhitungan Tahanan Gesek

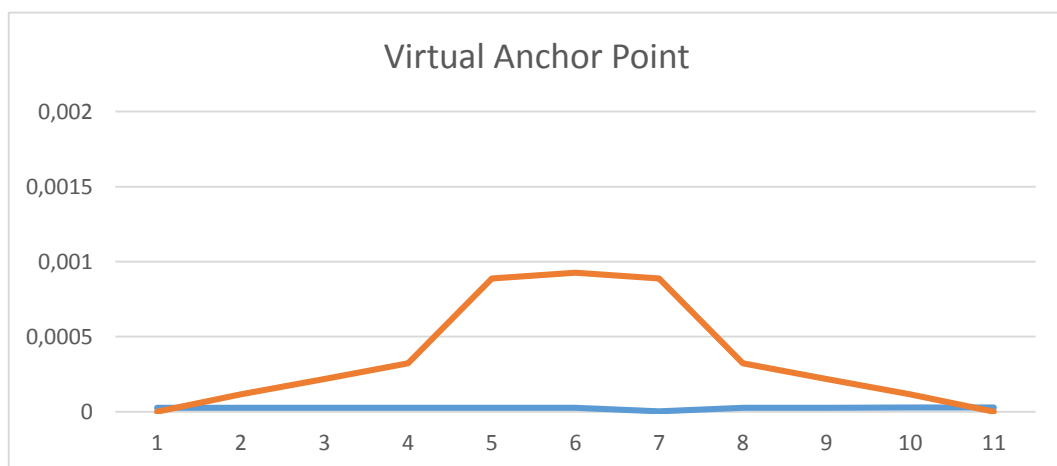
Gaya gesek atau *frictional resistance* ini terjadi ketika pipa mengalami proses peregangan, gaya ini dipengaruhi oleh tanah dimana pipa itu meletak. Tahanan gesek ini terjadi tidak hanya pada pipa ketika walking tetapi ketika pipa menyusut juga terdapat tahanan tersebut. Tahanan ini dipengaruhi oleh berat terendam pipa dan juga koefisien gesekan tanah. Tahanan ini dapat menahan laju dari ekspansi pipa namun ketika ekspansi pipa melebihi batas dari tahanan gesek maka pipa akan mengalami deflaksi ke arah lateral. Dengan menggunakan persamaan pada bab II didapatkan nilai tahanan tiap KP sebagai berikut:

Tabel IV-12 Hasil Perhitungan Tahanan Gesek

KP	Frictional Resistance
1	0
2	1,16E-01
3	2.18e-4
4	3,02E-01
5	8,89E-01
6	9,27E-01
7	9,65E-01
8	2,37E+00
9	2,48E+00
10	2,58E+00
11	2,97E+00

4.5 Letak *Virtual Anchor Point*

Pada saat *pipeline* mengalami ekspansi, pipa akan mengalami regangan dan akan mendapatkan tahanan gesek dari tanah tempat pipa tersebut diletakkan. Pada saat regangan dan tahanan gesek mempunyai nilai yang sama, pipa akan berhenti berekspansi. Titik dimana pipa tidak mengalami pergerakan ini disebut dengan *virtual anchor point*. *Virtual anchor point* pada pipa dapat dilihat pada **Gambar IV-3** di bawah ini:



Gambar IV-3 Grafik tahanan gesek dan regangan

Dari grafik di atas dapat dilihat terdapat 2 titik dimana tahanan gesek dan regangan mempunyai nilai yang sama. Sehingga dapat disimpulkan *virtual anchor point* terdapat di 2,39 km dari *hot end* dan 1,8 km dari *cold end*.

4.6 Perhitungan Pipeline Walking

Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui besarnya walking tiap satu siklus. Dalam menghitung *walking* setiap siklus, perubahan gaya aksial sepanjang pipa perlu diketahui akibat adanya perbedaan temperatur dan tekanan yang sangat tinggi. Menggunakan persamaan 2.25, 2.26, dan 2.27, maka didapatkan besar walking tiap siklus sebagai berikut:

Tabel IV-13 Walking tiap siklus

Xab (m)	As (Pa)	E (Pa)	Walking (m)
2.389×10^4	1.398×10^7	2.07×10^{11}	0,16

Dari perhitungan dapat diketahui bahwa nilai *walking* yang terjadi tiap siklusnya adalah sebesar 0,16 m

4.7 Perhitungan Gaya Tekuk Kritis

Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui seberapa besar gaya tekuk kritis yang terjadi pada pipa. Jika beban pada pipa melampaui besar gaya kritis maka pipa akan terindikasi defleksi. Besar dari gaya kritis yang terdapat pada pipa dapat dicari menggunakan Metode Hobbs.

Penentuan besar gaya tekuk kritis di sepanjang pipa ditentukan dengan membandingkan besarnya gaya tekuk Hobbs dengan gaya tekuk yang terjadi akibat *out of straightness* seperti pada persamaan 2.31 dan 2.32 pada Bab II. Dari hasil perhitungan didapatkan hasil seperti pada **Tabel IV-14** di bawah ini

Tabel IV-14 Hasil perhitungan gaya *buckling* pada tiap mode

Buckling Mode	Units	Result
1	N	1.86×10^6
2	N	1.905×10^6
3	N	1.447×10^6
4	N	7.732×10^6
Infinity	N	$8,523 \times 10^6$

Dari tabel di atas, dapat disimpulkan gaya kritikal Hobbs adalah sebesar 1.447×10^6 N. Kemudian, gaya tekuk kritis tersebut dibandingkan dengan gaya yang diperhitungkan dengan memperhitungkan *out of straightness* menggunakan persamaan 2.33 pada Bab II yang dapat dilihat pada **Tabel IV-15**.

Tabel IV-15 Perbandingan Gaya Hobbs dan Gaya *Out of Straightness*

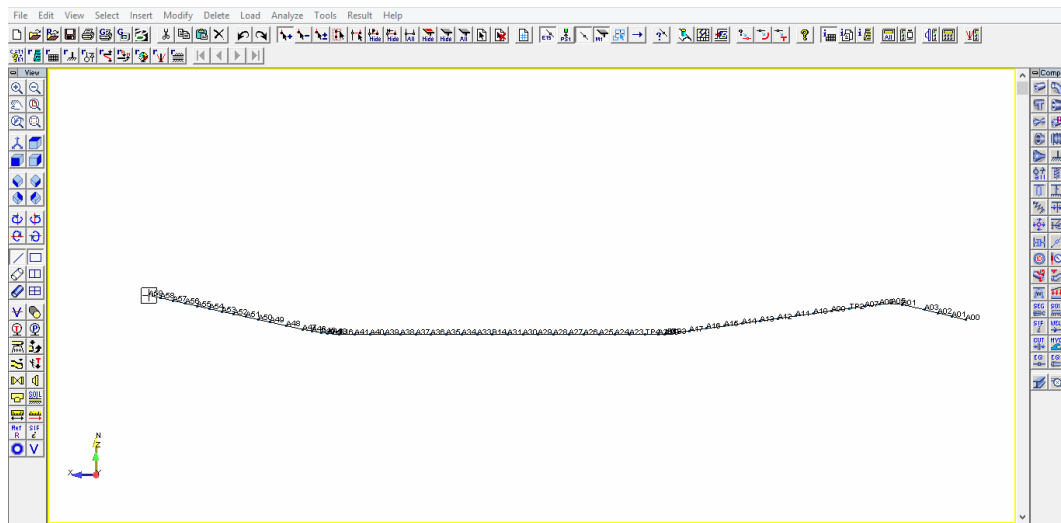
	Result	Unit
N_{HOBBS}	1.447×10^6	N
N_{OOS}	4.243×10^6	N
$N_{CRITICAL}$	1.447×10^6	N

Setelah membandingkan gaya kritikal Hobbs dan *out of straightness*, dapat disimpulkan bahwa gaya tekuk kritikal pipa adalah sebesar 1.447×10^6 N yang berarti pipa akan mengalami tekuk apabila melampaui gaya tersebut.

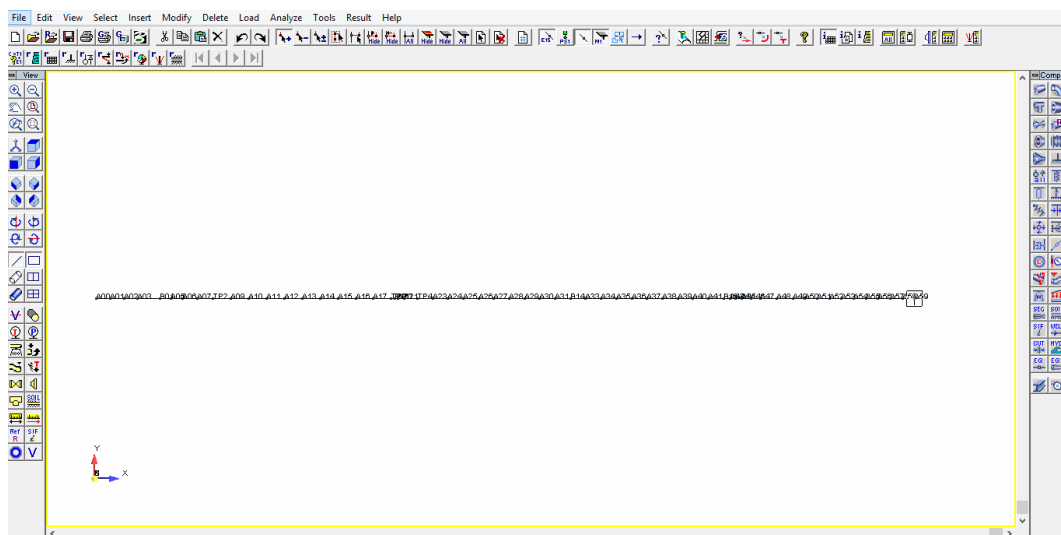
4.8 Pemodelan Pipa

Setelah melakukan analisa secara perhitungan kita perlu melakukan analisa dengan pemodelan menggunakan *software* sehingga mendapat hasil analisa secara visual. Untuk itu, penulis memodelkan pipa bawah laut menggunakan bantuan *software* AutoPIPE v8.1. Pipa yang dimodelkan memiliki panjang 27,14 km dengan ujung pipa diasumsikan *fixed*. Pemodelan dilakukan dengan menginput data properti pipa, data tanah dan fluida. Setelah memodelkan pipa, kemudian dilakukan analisa statis sehingga dapat dilakukan peninjauan

tegangan dan displasemen yang terjadi pada sistem pipa tersebut. Pada gambar 4.4 adalah pemodelan pipa menggunakan AutoPIPE



Gambar IV-4 Pemodelan *pipeline* tampak atas

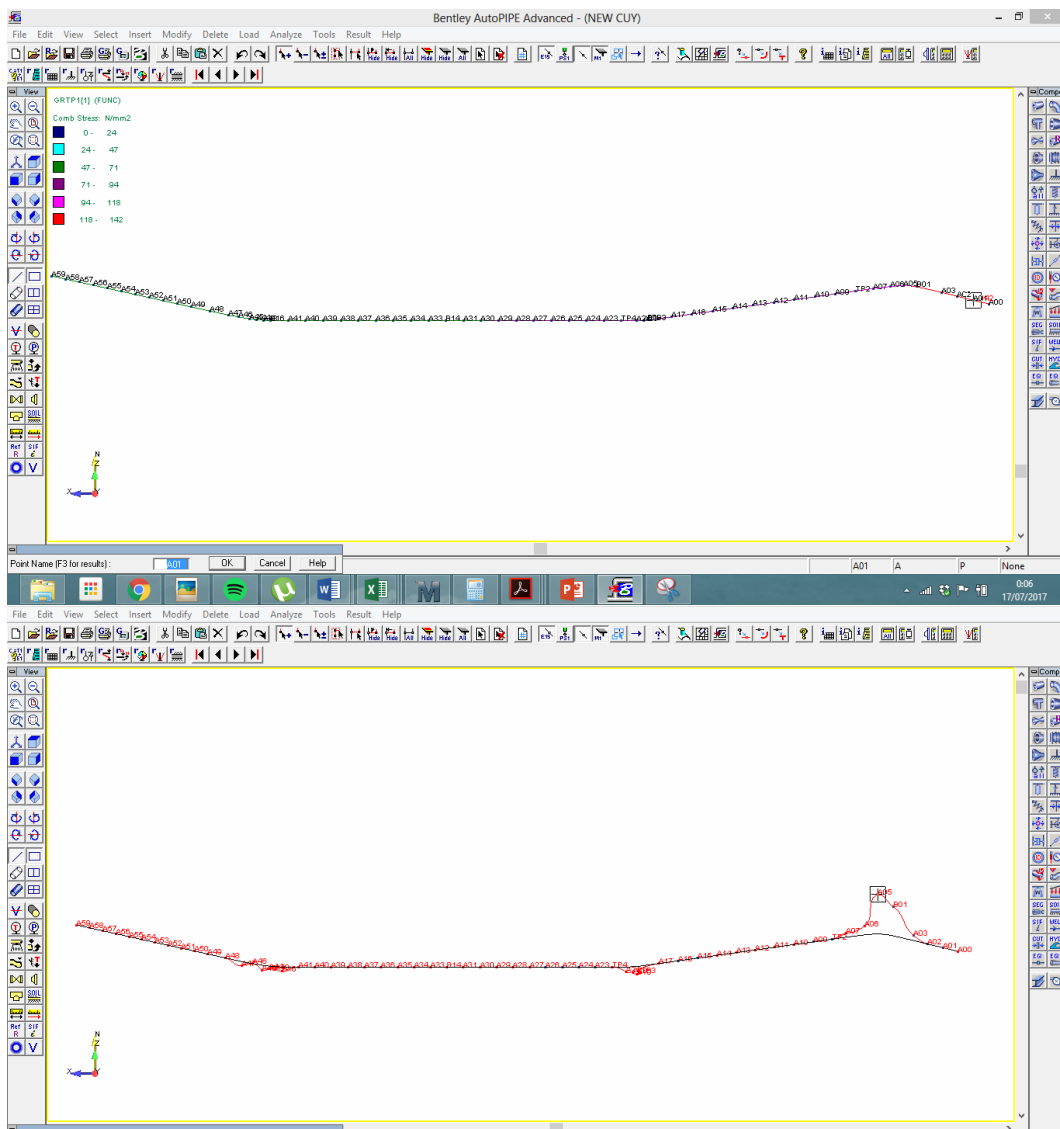


Gambar IV-5 Pemodelan *pipeline* tampak samping

4.8.1 Tegangan dan *Displacement* pada Pipa

4.8.1.1 Tegangan dan *Displacement* pada Pipa Setelah 1 Siklus

Pada pemodelan ini tegangan dan *displacement* yang terjadi pada pipa dilakukan dengan pembebanan antara lain yaitu berat pipa, tekanan, temperatur dan nilai walking dalam 1 kali siklus. *Walking* yang terjadi pada pipa dalam siklus sebesar 0,16 m. Gambar dibawah merupakan besar nilai tegangan dan *displacement* yang terjadi pada *pipeline*.

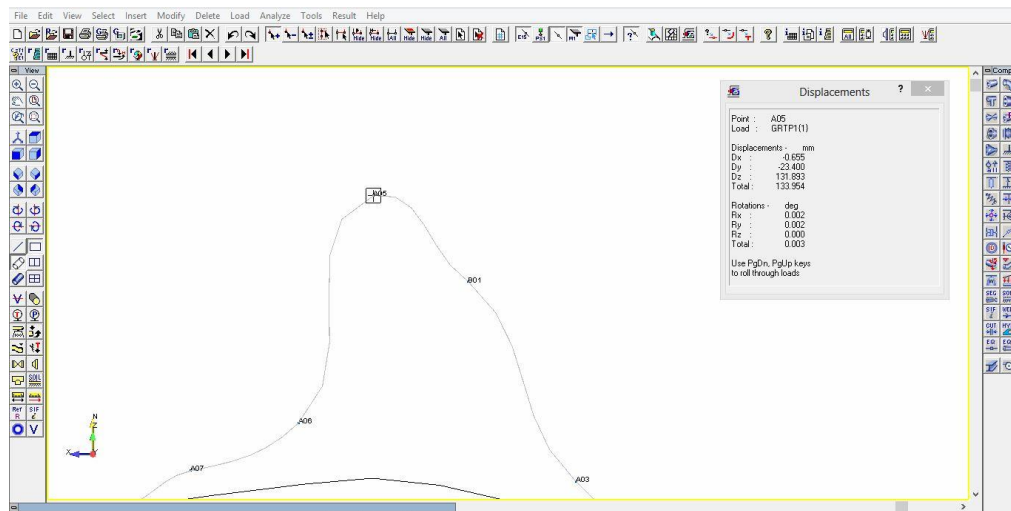


Gambar IV-6 Tegangan dan *displacement* pada siklus pertama

Dari gambar IV-6 di atas, dapat dilihat bahwa pipa mengalami perpindahan atau *displacement* adalah pada bagian pipa yang melengkung atau bagian *bending*. Dan dari gambar IV-6 di atas dapat diketahui bahwa tidak terdapat member yang mengalami kegagalan akibat *stress* yang berlebih (*overstress*). **Tabel IV-16** berikut ini adalah besar defleksi pada bagian *bending*.

Tabel IV-16 Nilai *displacement* pipa setelah satu siklus

Member	Displacement			Total
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)	
A03	-1,733	-20,43	15,845	38,008
B01	-13,21	-17,33	94,98	98,709
A05	-0,655	-23,40	131,893	133,954
A06	10,21	-18,01	11,551	28,022
TP3	-1,866	-20,1	-20,677	31,282
B10	-1,643	-22,12	-24,996	34,279
A20	-0,447	-19,05	-20	31,063
A21	-0,245	-20,1	-16,703	28,75
B16	0,478	-10,23	-14,888	25,596
A43	0,67	-12,43	-9,946	23,046
A44	2,302	-11,98	-15,917	30,199
A45	-0,042	-12,04	0,014	11,984
A46	2,612	-11,64	-13,233	27,485



Gambar IV-7 Point A05 mengalami *displacement* terbesar pada siklus pertama

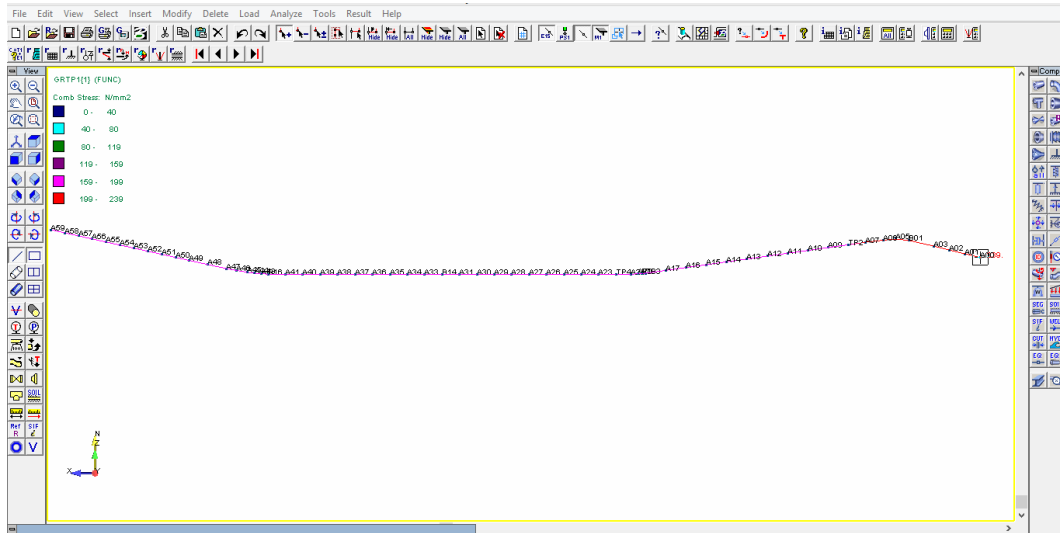
Pada **Tabel IV-16** di atas dapat diketahui *displacement* terbesar adalah pada point A05 dengan *displacement* searah sumbu x sebesar -0,655mm, searah sumbu y sebesar -23,40 mm, dan searah sumbu z sebesar 131.893 sehingga resultan dari ketiga *displacement* tersebut adalah 133,954 mm. **Tabel IV-17** berikut ini adalah besar tegangan pada bagian *bending*.

Tabel IV-17 Tegangan pipa setelah satu siklus

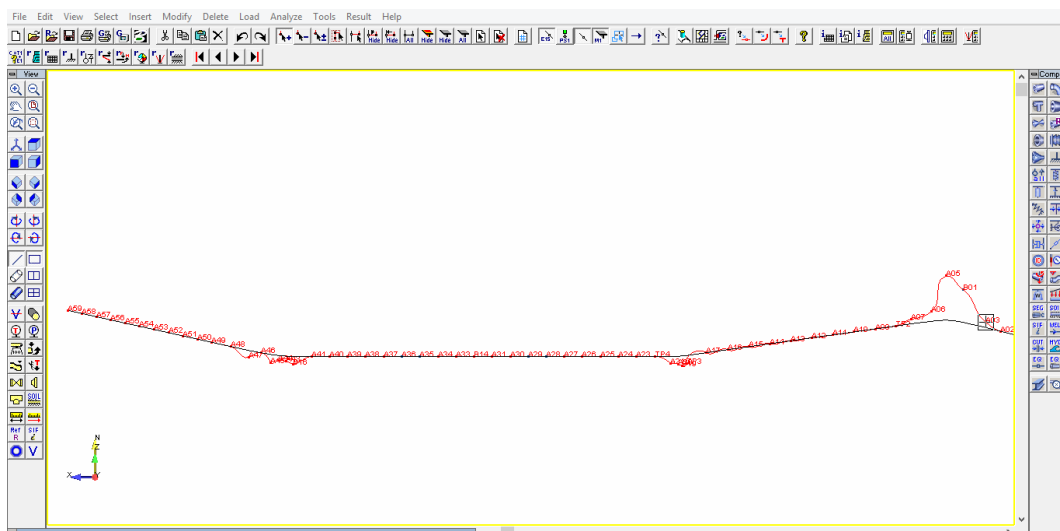
Point	Stress	<i>Allowable Stress</i>
A03	127	403.34
B01	121	403.34
A05	112	403.34
A06	116	403.34
TP3	87	403.34
B10	87	403.34
A20	84	403.34
A21	82	403.34
B16	63	403.34
A43	63	403.34
A44	63	403.34
A45	64	403.34
A46	63	403.34

4.8.1.2 Tegangan dan *displacement* pada Pipa Setelah 5 Siklus

Setelah pipeline mengalami siklus *start up- shut down* yang ke 5, *pipeline* akan mengalami *walking* sebesar 0,8 m. Gambar IV-8 dan Gambar IV-9 di bawah merupakan analisa tegangan dan *displacement* pada pipa



Gambar IV-9 Tegangan pada pipa setelah 5 siklus

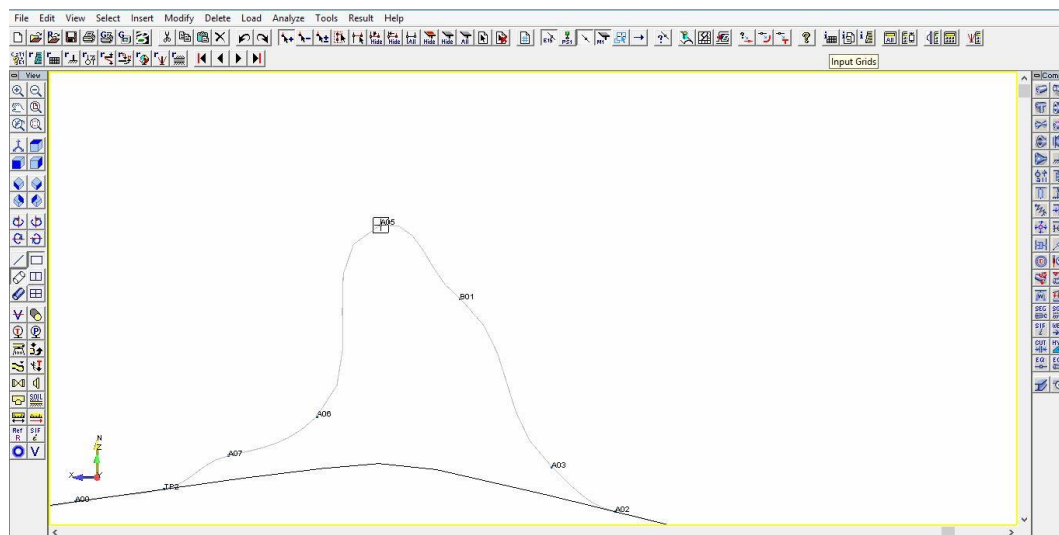


Gambar IV-8 Displacement pada pipa setelah 5 siklus

Dari **Gambar IV-9** di atas, dapat dilihat bahwa pipa mengalami perpindahan atau *displacement* adalah pada bagian pipa yang melengkung atau bagian *bending*. Dan dari **Gambar IV-8** di atas dapat diketahui bahwa tidak terdapat member yang mengalami kegagalan akibat *stress* yang berlebih (*overstress*), namun terjadi peningkatan *stress* karena meningkatnya besar *walking*. **Tabel IV-18** berikut ini adalah besar defleksi pada bagian *bending*.

Tabel IV-18 Nilai *displacement* pipa setelah 5 siklus

Point	<i>Displacement</i>			Total
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)	
A03	-2,693	-20,43	20,021	43,144
A04	1,815	-17,10	0,446	17,234
B01	-2,693	-20,021	30,021	30,914
A05	-1,172	-23,40	170,222	171,826
A06	10,764	-19,4	16,048	46,212
TP3	-3,164	-20,21	-31,136	54,51
B10	-2,851	-24,076	-37,805	44,911
A20	-1,198	-23,425	-31	38,898
A21	-0,513	-20,1	-25,604	34,688
B16	0,478	-10,23	-14,888	25,596
A43	0,67	-12,43	-9,946	23,046
A44	2,302	-11,98	-15,917	30,199
A45	4,411	-12,04	0,014	16,437
A46	-0,081	-11,64	0,027	11,532
A47	5,006	-23,399	-25,36	34,867



Gambar IV-10 Point A05 mengalami *displacement* terbesar pada siklus ke 5

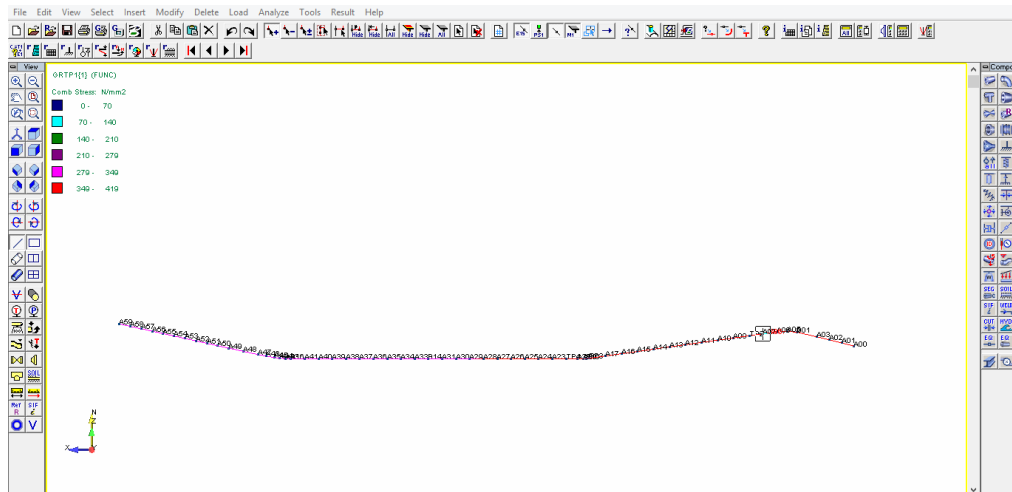
Pada **Tabel IV-18** di atas dapat diketahui *displacement* terbesar adalah pada point A05 dengan *displacement* searah sumbu x sebesar -1,172 mm, searah sumbu y sebesar -23,40 mm, dan searah sumbu z sebesar 170,222 sehingga resultan dari ketiga *displacement* tersebut adalah 171,826 mm.

Tabel IV-19 Tegangan pipa setelah 5 siklus

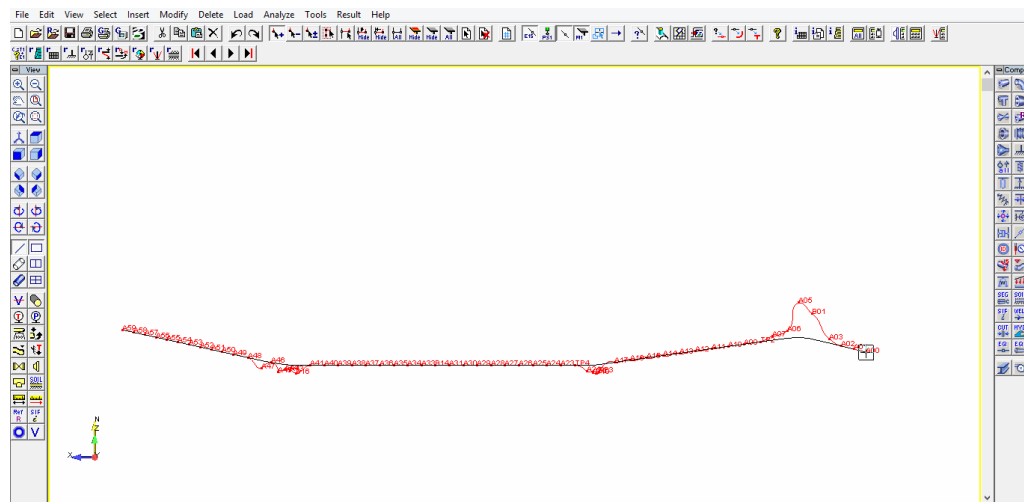
Point	Stress	Allowable Stress
A03	225	403.34
B01	218	403.34
A05	207	403.34
A06	213	403.34
TP3	186	403.34
B10	186	403.34
A20	182	403.34
A21	180	403.34
B16	161	403.34
A43	160	403.34
A44	160	403.34
A45	162	403.34
A46	161	403.34
A47	162	403.34

4.8.1.3 Tegangan pada Pipa Setelah 14 Siklus

Setelah pipeline mengalami siklus *start up- shut down* yang ke 8, *pipeline* akan mengalami *walking* sebesar 2,24 m. **Gambar IV-11** dan **Gambar IV-12** di bawah merupakan analisa tegangan dan *displacement* pada pipa



Gambar IV-11 Tegangan pipa pada siklus 14

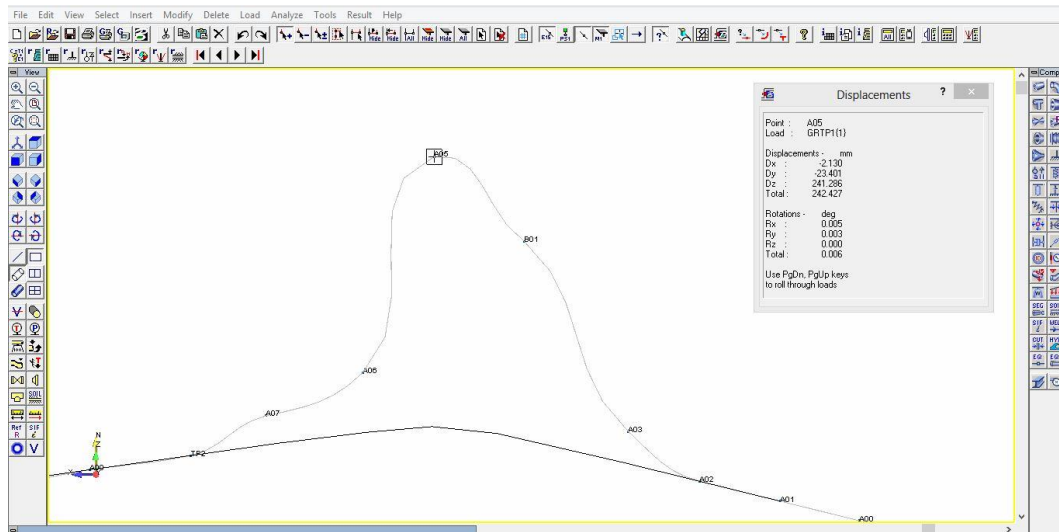


Gambar IV-12 Displacement pipa pada siklus 14

Dari **gambar IV-12** di atas, dapat dilihat bahwa pipa mengalami perpindahan atau *displacement* adalah pada bagian pipa yang melengkung atau bagian *bending*. Dan dari **gambar IV-11** di atas dapat diketahui bahwa terdapat member yang mengalami kegagalan akibat *stress* yang berlebih (*overstress*). Tabel berikut ini adalah besar defleksi pada bagian *bending*

Tabel IV-20 Nilai *displacement* pipa setelah 14 siklus

Point	Displacement			Total
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)	
A03	-4,474	-23,4	27,764	55,638
A04	-24,652	-12,38	171,471	208,503
B01	4,072	-20,99	53,085	78,147
A05	-1,172	-17,33	241,286	242,427
A06	10,764	-19,4	16,048	46,212
A07	11,793	-23,401	24,384	35,795
TP3	-5,268	-20,21	-50,755	65,579
B19	-4,8926	-24,502	-61,699	66,569
A20	-2,497	-23,425	51	77
A21	-1,009	-20,1	-42,107	63,216
B16	1,727	-10,23	-53,829	65,786
A43	2,424	-12,43	-35,961	50,815
A44	3,911	-11,98	-35,747	51,638
A45	8,322	-12,04	-57,548	77,91
A46	0,152	-11,64	0,05	11,842
A47	9,445	-23,399	-47,843	80,687



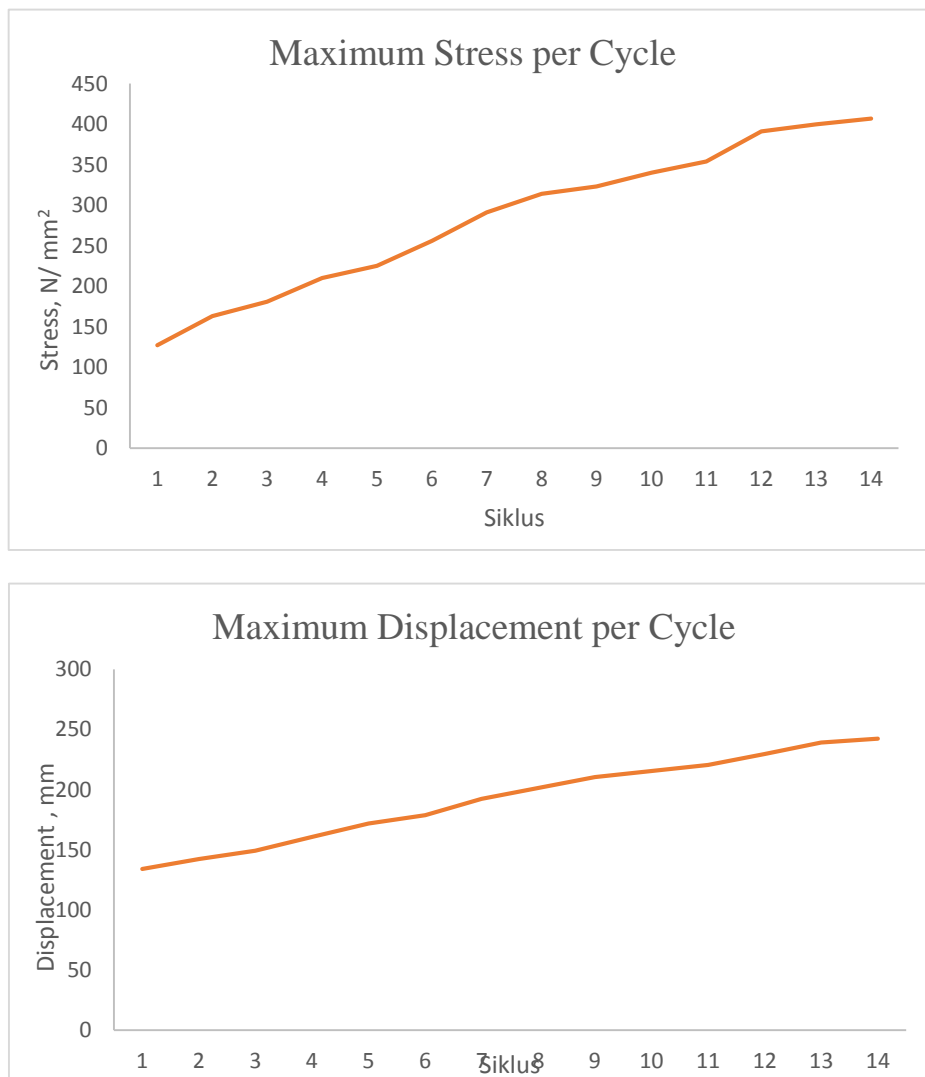
Gambar IV-13 Point A05 mengalami *displacement* terbesar pada siklus ke 14

Pada Tabel IV-20 di atas dapat diketahui *displacement* terbesar adalah pada point A05 dengan *displacement* searah sumbu x sebesar -1,172 mm, searah sumbu y sebesar -17,33 mm, dan searah sumbu z sebesar 241,286 sehingga resultan dari ketiga *displacement* tersebut adalah 242,427 mm. **Tabel IV-21** berikut ini adalah besar tegangan pada bagian *bending*

Tabel IV-21 Tegangan pipa setelah 14 siklus

Point	Stress	<i>Allowable Stress</i>
A03	405	403.34
A04	407	403.34
B01	393	403.34
A05	383	403.34
A06	393	403.34
A07	386	403.34
TP3	369	403.34
B19	370	403.34
A20	364	403.34
A21	360	403.34
B16	342	403.34
A43	341	403.34
A44	341	403.34
A45	343	403.34
A46	343	403.34
A47	344	403.34

Dari **Tabel IV-21** di atas, dapat disimpulkan bahwa pipa mengalami kegagalan pada point A03 dan A04 dikarenakan *overstress*. Berdasarkan asumsi bahwa tiap tahun *pipeline* mengalami 2 siklus *start up- shut down*, maka *pipeline* akan mengalami kegagalan pada masa operasinya di tahun ke 7. Berikut grafik yang menunjukkan kenaikan *displacement* tiap siklusnya dapat dilihat pada **Gambar IV-14**.



Gambar IV-14 Grafik kenaikan *displacement* dan tegangan tiap siklusnya

Dapat dilihat pada Gambar IV-14 bahwa tiap siklusnya, *displacement* dan tegangan pada pipa bertambah secara konstan. Hal tersebut dipengaruhi oleh bertambahnya *walking* tiap siklus yang konstan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari analisa dan pembahasan pada Bab IV yang dilakukandalam tugas akhir ini didapatkan beberapa kesimpulan, antara lain adalah:

5.1 Kesimpulan

1. Dari perhitungan pada Bab IV, didapatkan nilai *walking* pada pipa setiap satu siklus adalah sebesar 0,16 m dan selama pipa mengalami siklus pertama sampai siklus ke 14 (dimana pipa tersebut mengalami kegagalan), nilai *walking* nya adalah sebesar 2,24 m.
2. Dari hasil analisa menggunakan AutoPIPE, didapatkan tegangan terbesar setelah satu siklus pada pipa sebesar 127 N/mm² dan tegangan terbesar setelah 14 siklus (dimana pipa mengalami kegagalan) adalah sebesar 407 N/mm²
3. Pada sistem *pipeline* ini dapat disimpulkan bahwa pipa saat mengalami siklus pertama sampai siklus ke 13 tidak mengalami kegagalan, namun setelah pipa mengalami siklus ke 14 pipa mengalami indikasi kegagalan karena nilai *stress* yang terjadi melebihi nilai *allowable stress*. Setelah pipa mengalami siklus ke 14 pipa akan mengalami *buckling* pada member A03-A04, A04-B01 karena *stress* yang melebihi *allowable stress*. Sehingga dapat dikatakan bahwa umur *pipeline* tersebut adalah 7 tahun.

5.2 Saran

Beberapa hal yang dapat dijadikan saran yang sifatnya membangun penelitian selanjutnya dalah sebagai berikut:

1. Pada penelitian selanjutnya perlu diketahui batimetri disekitar pipa, tidak hanya batimetri tanah tempat pipa meletak, untuk mengetahui *displacement* pipa yang lebih mendetail.

2. Pada penelitian selanjutnya perlu adanya penelitian tentang *fatigue* yang terjadi pada pipa_karena *lateral buckling* sehingga umur dari design pipa dapat di ketahui

DAFTAR PUSTAKA

- Abizar, R.M. 2008. “Perencanaan Pipa dan Expansion Spool Pada Pipa Penyalur SPM”. Jurnal Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan ITS.
- Asano, Alkhaf Bima Yogantara. 2014. “Analisis *Thermal Expansion Offshore Pipeline*: Studi Kasus KILo Field Milik Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java*”. Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan ITS.
- Bai, Qiang., and Bai, Yong. 2014. *Subsea Pipeline Design Analysis, and Installation*. Elsevier: USA.
- Berhe, Dawit. 2014. *Controlled Lateral Buckling Design of Pipelines*. Offshore Technology: Stavanger.
- Bruton, David. 2003. *Lateral Buckling and Pipeline Walking, A Challenge for Hot Pipelines*. Offshore Pipeline Technology: Amsterdam.
- Det Norske Veritas. 2007. *Global Buckling of Submarine Pipelines*: Norway.
- Eton, Godwin Effiong. 2011. *Mitigation against Lateral Buckling and Axial Walking of Subsea Pipelines*. The University of Leeds: Leeds.
- Harja, Ibnu Suwida. 2015. “Analisa *Lateral Buckling* Akibat Ekspansi Thermal Yang Mengakibatkan *Pipeline Walking*”. Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan: Surabaya.
- Hidayaturrohman, Fitrorul Laeli. 2016. “Analisis Tekuk Lateral Pipa Gas Bawah Laut”. Jurnal Teknik Sipil ITB: Bandung.
- Hobbs, Roger. 2015. *In Service Buckling of Heated Pipelines*. Imperial College London.
- Isaac, Obele Ifenna. 2013. *Lateral Buckling and Axial Walking of Surface Laid Subsea Pipeline*. Offshore Technology: Stavanger.
- Husky CNOOC Madura Limited. 2015. *Rigid Pipeline and Riser Design Basis*.

- Kenny, J.P. 1993. *Structural Analysis of Pipeline Spans*. Health and Safety Executive.
- M. Carr, F. Sinclair and D. Bruton. 2006. *Pipeline Walking – Understanding the Field Layout Challenges and Analytical Solution*. Offshore Technology Conference. Houston
- Perinet, D., Frazer, I. 2006. *Mitigation Methods for Deepwater Pipeline Instability Induced by Pressure and Temperature Variations*. Offshore Technology Conference: Texas.
- Pricewaterhouse Coopers. 2016. *Oil and Gas in Indonesia Investment and Taxation Guide*.
- Tveramo, Camilia. 2013. *Pipeline Walking of High Pressure/ Temperature Flowlines*. Department of Marine Technology Norwegian University of Science and Technology.
- Yoon, Se-Hoon. 2013. *Phenomenon of Pipeline Walking in High Temperature Pipeline*. Offshore Technology: Stavanger

BIODATA PENULIS



Atika Sekar Tsani lahir di Surakarta, 26 Desember 1996. Anak kedua dari tiga bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai dengan menyelesaikan jenjang Pendidikan Dasar di Madrasah Ibtidaiyah Jenderal Sudirman Malang pada tahun 2008 dan SMP Negeri 3 Kota Malang pada tahun 2010. Kemudian menyelesaikan jenjang Pendidikan Menengah Atas di SMA Negeri 3 Kota Malang pada tahun 2013. Setelah lulus jenjang Pendidikan

Menengah Atas, penulis melanjutkan pendidikan Perguruan Tinggi di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama menempuh masa perkuliahan, penulis aktif di organisasi kemahasiswaan dan kepanitiaan, juga dalam berbagai pelatihan, seminar dan kegiatan lainnya. Dalam bidang organisasi kemahasiswaan, penulis pernah menjadi *staff* Departemen Hubungan Luar Teknik Kelautan FTK-ITS tahun 2014-2015 dan mendapatkan amanah sebagai Sekretaris Kabinet Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan FTK-ITS periode 2015-2016.

Penulis pernah berkesempatan untuk menjalankan kerja praktik selama 2 bulan (1 Juli – 31 Agustus 2016) di Husky CNOOC Madura Limited. Penulis tertarik dengan bidang *pipeline* dan ingin mendalaminya. Penulis mulai mengerjakan Tugas Akhir sebagai syarat kelulusan Pendidikan Sarjana (S1) dengan mengambil bidang keahlian Perancangan dan Produksi Bangunan Laut. Judul Tugas Akhir penulis berjudul “Analisis *Lateral Buckling* Akibat *Pipeline Walking* pada *Subsea Pipeline*”, diselesaikan dalam waktu satu semester.